

Schiefergas – Irrweg oder Zukunftschance?

Zur Zukunftsfähigkeit der Gewinnung
von Schiefergas



Schiefergas – Irrweg oder Zukunftschance?

Zur Zukunftsfähigkeit der Gewinnung von Schiefergas

Autoren

Dipl.-Ing. (FH) René Bolz und Rupert Christian
wissenschaftliche Mitarbeiter

Projektleiter

Prof. Dr. Reinhold Christian
Präsident des Forum Wissenschaft & Umwelt

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Forum Wissenschaft & Umwelt
1020 Wien, Hammer-Purgstall-Gasse 8/4
Tel.: 01/2164120; Fax: 01/2164120-20
E-Mail: office@fwu.at

erstellt im Jahr 2013



Gefördert aus Mitteln des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft im Wege des Umweltdachverbandes.

Vorwort

Die Diskussion der letzten Monate und Jahre zeigte die Notwendigkeit einer fundierten, seriösen und interessensunabhängigen Aufbereitung und Darstellung der komplexen Materie der Schiefergasgewinnung durch unabhängige Wissenschaftler und Wissenschaftlerinnen sehr deutlich auf. Dem Argument der Inlandsproduktion von Gas und damit steigender Versorgungssicherheit und reduzierter Abhängigkeit von Importen stehen Bedenken wegen möglicher Belastungen von Natur und Umwelt und möglicher negativer Klimaeffekte gegenüber.

Einerseits wurde hinter Verharmlosungen und der Ankündigung von „vorläufigen“ Aufschüben Lobbying für die Gewinnung von unkonventionellen Kohlenwasserstoffen in Form von Gas und für diesbezügliche Regelungen auf EU- und nationaler Ebene sichtbar, andererseits besteht nach wie vor viel Unsicherheit bezüglich der tatsächlichen problematischen Auswirkungen.

Das Forum Wissenschaft & Umwelt stellt mit der gegenständlichen Studie eine fachkundige und interessenunabhängige Kompilierung und Aufbereitung der wesentlichen ökonomischen, ökologischen und sozialen Daten und Fakten zur Frage der Schiefergasgewinnung und –nutzung zur Verfügung. Allerdings hat die Recherche gezeigt, dass es zwar viele Behauptungen und Vermutungen zu diversen Auswirkungen der Schiefergasgewinnung gibt, überprüfbare und vergleichbare Daten und Fakten aber nicht im wünschenswerten Ausmaß zur Verfügung stehen. Es musste daher in vieler Hinsicht auch auf Plausibilitätsüberlegungen zurückgegriffen werden.

Dennoch bilden die gesammelten und aufbereiteten Daten, Fakten und Zitate eine gute Grundlage für eine sachlich fundierte Argumentation. Die Ergebnisse sollen Entscheidungsträgern und Interessengruppen angeboten und z.B. in die öffentliche sowie politische Diskussion um die Energiezukunft Österreichs eingebracht werden, auch in eigenen Veranstaltungen des Forum Wissenschaft & Umwelt*.

Bestehende oder ggf. notwendige rechtliche Vorgaben im Zusammenhang mit der Förderung unkonventioneller Kohlenwasserstoffe werden im Rahmen der gegenständlichen Veröffentlichung nicht betrachtet.

Prof. Dr. Reinhold Christian
*geschäftsführender Präsident**

Univ.-Prof.ⁱⁿ Dr.ⁱⁿ Helga Kromp-Kolb
*Präsidentin**

Univ.-Doz. Dr. Peter Weish
*Präsident**

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	i
Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	xi
1. Einleitung	1
2. Konventionelles Erdgas	3
2.1. Zusammensetzung und Gewinnung von Erdgas	3
2.2. Erdgasverbrauch.....	9
2.3. Reserven, Ressourcen und Reichweiten.....	13
2.4. Vorkommen und Verfügbarkeit – Berücksichtigung globaler und europäischer Gegebenheiten	14
2.5. Exkurs: kritische Betrachtung von Szenarien – Erdgas in Europa	17
3. Unkonventionelles Erdgas	20
3.1. Klassifizierung von unkonventionellem Erdgas nach der Lagerstätte	21
3.1.1. Bedeutung und Verfügbarkeit am Beispiel der USA.....	22
3.1.2. Bedeutung und Verfügbarkeit unter Berücksichtigung internationaler, europäischer und nationaler Aspekte.....	28
3.2. Exkurs: kritische Betrachtung von Szenarien für Schiefergas.....	32
3.3. Fracking.....	38
3.3.1. Verfahren zur Gewinnung.....	39
3.3.2. Ressourcenverbrauch	50
4. Ökologische Aspekte der Schiefergasnutzung.....	65
4.1. Wasserverunreinigungen	70
4.1.1. Eigenschaften der Frack-Fluide und mögliche Auswirkungen	77
4.2. Seismische Erschütterungen.....	84
4.3. Emissionen – Lärm, Licht, stoffliche Einwirkungen.....	86
4.3.1. Lärm.....	86
4.3.2. Licht.....	88
4.3.3. Stoffliche Einwirkungen	89
4.4. Unerwünschte explorierte Stoffe – Radioaktivität	91
4.5. Störfallmeldungen	93
4.6. Saubere Fracking-Verfahren?	96
4.7. Klimarelevanz von Schiefergas	98
4.8. Beitrag der energetischen Nutzung von Gas zur Stromproduktion und Senkung der THG-Emissionen am Beispiel der USA	105
4.9. Schlussfolgerungen	111
5. Ökonomische Aspekte der Schiefergasnutzung	114

5.1. USA: Entwicklung des Gaspreises	117
5.1.1. Einfluss der Schiefergasnutzung auf den Gaspreis.....	117
5.1.2. Entwicklung des Gaspreises für die Haushalte in den USA	120
5.1.3. Entwicklung des Gaspreises für die Industrie in den USA.....	121
5.1.4. Entwicklung des Gaspreises für den Dienstleistungssektor in den USA	123
5.1.5. Ausbaupläne für Kraftwerke – Entwicklung des Gaspreises für Stromerzeuger in den USA.....	124
5.1.6. Einfluss auf Strompreise in den USA	129
5.1.7. Export von Schiefergas und sein Einfluss auf Energiepreise und Emissionen in den USA.....	130
5.2. Entwicklung des Gaspreises in Europa	132
5.2.1. Exkurs Europa – Großbritannien	134
5.3. Datenlage und Behauptungen.....	136
5.4. Kosten für die Schiefergasförderung	146
5.5. Energiekostenanteile am Bruttoproduktionswert ausgewählter Branchen am Beispiel Deutschlands	159
5.6. Exkurs: Energieeffizienz.....	163
5.7. Exkurs: Auswirkungen von Freihandelsabkommen	166
5.8. Schlussfolgerungen	168
6. Soziale Aspekte der Schiefergasnutzung	171
6.1. Vielfältige Probleme aus Sicht der Bevölkerung.....	171
6.2. Beschäftigungswirkung – Schaffung von Arbeitsplätzen	174
6.3. Überwachung von Umweltaktivisten.....	180
6.4. Schlussfolgerungen	182
7. Verstrickungen und Vertuschungen.....	184
8. Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich.....	187
8.1. Die Studie „Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich“	188
8.1.1. Potenziale der erneuerbaren Energien	189
8.1.2. Potenziale im Bereich der Energieeffizienz.....	190
8.1.3. Ergebnisse	191
8.2. Konsequenzen für die Industrie.....	192
8.3. Schlussfolgerungen und Empfehlungen für Österreich.....	193
9. Kompakte Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse und Empfehlungen für Österreich.....	195
Glossar.....	201
Literaturverzeichnis	204

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: CO ₂ -Konzentration in der Atmosphäre	1
Abbildung 2: Bestandteile von Rohgas [I 87]	4
Abbildung 3: schematische Darstellung konventioneller und unkonventioneller Lagerstätten	5
Abbildung 4: Primärenergieproduktion in den USA nach Energieträgern von 1949 bis 2011	10
Abbildung 5: Primärenergieverbrauch in den USA nach Energieträgern von 1775 bis 2011	10
Abbildung 6: Primärenergieverbrauch pro Kopf in den USA von 1949 bis 2011	11
Abbildung 7: Gasverbrauch 2011 nach Sektoren.....	12
Abbildung 8: Darstellung von kumulierter Förderung, Reserven und Ressourcen	13
Abbildung 9: kumulierte Förderung, Reserven sowie konventionelle und unkonventionelle Ressourcen von Erdgas im Jahr 2011	14
Abbildung 10: Schiefergasgebiete in den USA	22
Abbildung 11: Förderung von Schiefergas in den USA von 2000 bis 2013	23
Abbildung 12: Förderszenario für unkonventionelles Erdgas in den USA	25
Abbildung 13: Import und Export von Gas in den USA von 2010 bis 2040.....	26
Abbildung 14: Entwicklung der gesicherten Schiefergasreserven in den USA laut EIA.....	26
Abbildung 15: Bohrturm in Erdpreß (Firma drilltec, Juli 2013).....	32
Abbildung 16: Vergleich der Abschätzungen der Schiefergasressourcen in den USA und in Polen.....	32
Abbildung 17: Rückgang der Förderrate im Barnett Shale laut IEA.....	35
Abbildung 18: Gasförderung in den USA von 1940 bis 2012 und Szenario bis 2050 unter Berücksichtigung von konventioneller und unkonventioneller Förderung	36
Abbildung 19: Förderprofil bei einer konstanten Erschließungsrate von einer Bohrstelle pro Monat	37
Abbildung 20: Verlauf der Produktion von unkonventionellen flüssigen (LTO) und gasförmigen Kohlenwasserstoffen laut New Policies Szenario der IEA	37
Abbildung 21: Basisszenario für das Barnett Shale in Texas – Peak im Jahr 2012?.....	38
Abbildung 22: schematische Darstellung einer Anlage zur hydraulischen Stimulation	40
Abbildung 23: Stufen des Wasserkreislaufs beim hydraulic fracking (Erwerb, Mischen, Einbringung, Rückfluss, Entsorgung Abwasser)	42
Abbildung 24: Mischung der Chemiekalien.....	42
Abbildung 25: a) Injektion, horizontale Erschließung typisch für Schiefergas; b) vertikale Erschließung, typisch für konventionelles Gas oder Gas in Kohleflözen (1 ft = 0,3048 m)	43
Abbildung 26: schematische Darstellung einer horizontal in einen Schiefergashorizont abgelenkten Bohrung [20]	43
Abbildung 27: Verrohrungsschema einer Bohrung (nicht maßstabsgetreu)	45
Abbildung 28: schematische Darstellung eines Hohlladungsperforators.....	48

Abbildung 29: Schema einer Perforation (erzeugt mit einem Hohlladungsperforator)	48
Abbildung 30: schematische Darstellung eines extreme overbalance perforators.....	49
Abbildung 31: Einsatzzwecke von Additiven	50
Abbildung 32: Bohrdichte am Beispiel Barnett Shale	60
Abbildung 33: Bohrdichte am Beispiel Haynesville Shale	60
Abbildung 34: Bohrstellen süd-westlich von Timpson, Texas.....	61
Abbildung 35: Beispiel für die Gestaltung eines Bohrplatzes	61
Abbildung 36: Mögliche Verteilung der Bohrplätze, Pipelines und Aufbereitungsanlagen in einer typischen Landschaft.....	62
Abbildung 37: Fracking in Frederick, Colorado (1).....	63
Abbildung 38: Fracking in Frederick, Colorado (2).....	63
Abbildung 39: Fläche je Einwohner [m ² /Kopf] und Bohrlochdichte [1000 km ²], [l 42]	64
Abbildung 40: Schematische Darstellung potenzieller wasserbezogener Wirkungspfade	70
Abbildung 41: mit Lärm assoziierte Gefahren	87
Abbildung 42: Abstandsregelungen für Bohranlagen in Colorado.....	88
Abbildung 43: CO ₂ -Äquivalente ausgewählter Energieträger kg/kWh	101
Abbildung 44: CO ₂ -Äquivalente ausgewählter Energieträger bei Einsatz im Kraftwerk kg/kWh (Strom in Deutschland 2010)	101
Abbildung 45: Abfackeln von Schiefergas in den USA, Ausschnitt Bakken Shale.....	104
Abbildung 46: in North Dakota abgefackeltes Gas.....	104
Abbildung 47: Stromproduktion in den USA von 1949 bis 2011	105
Abbildung 48: Short Term Energy Outlook – Strombereitstellung	108
Abbildung 49: Reduktion der energiebedingten CO ₂ -Emissionen	109
Abbildung 50: gesamtwirtschaftliche Reduktion von CO ₂ -Emissionen in den USA 2012.....	109
Abbildung 51: Kostenkurve der langfristigen Gasversorgung.....	116
Abbildung 52: Entwicklung des Spotpreises für Gas am Henry Hub	118
Abbildung 53: Szenarien für den Spotpreis [USD/MBTU] für Gas am Henry Hub	119
Abbildung 54: Entwicklung des Spotpreises [USD/bbl] für Crude Oil in den USA (West Texas Intermediate)	120
Abbildung 55: Verlauf des Gaspreises [\$/tcf] für Haushalte in den USA	121
Abbildung 56: Entwicklung des Gaspreises [\$/tcf] für die Industrie in den USA	122
Abbildung 57: Entwicklung des Gaspreises [\$/tcf] für den Dienstleistungssektor in den USA	123
Abbildung 58: Annahmen zur Entwicklung der Anteile einzelner Energieträger an der Stromerzeugung in den USA	125
Abbildung 59: CO ₂ -Emissionen aus der Stromproduktion in den USA bis 2040.....	125
Abbildung 60: zukünftige Stromerzeugungskapazitäten [GW] inklusive KWK in den USA ..	127

Abbildung 61: Annahmen zu Stromgestehungskosten [US-Cent/kWh] neuer Kraftwerke in den USA.....	128
Abbildung 62: Entwicklung des Gaspreises [\$/tcf] für Stromerzeuger in den USA	129
Abbildung 63: Entwicklung des Strompreises [US-Cent/kWh] in den USA.....	130
Abbildung 64: mögliche Importpreis-Entwicklung für Europa	132
Abbildung 65: Preise für fossile Energieträger in Abhängigkeit der IEA-Szenarien im WEO 2013	133
Abbildung 66: Erdgaspreis (BP, Statistical Review of World Energy 2012).....	134
Abbildung 67: Trends der Endenergiepreisindizes 2005 – 2012	135
Abbildung 68: Anteil des Sektors Bergbau an der prozentualen Änderung des BIP in den USA.....	137
Abbildung 69: gewichtete Wechselkursentwicklung des USD gegenüber anderen Handelswährungen	140
Abbildung 70: Beispiel für erforderliche Kauttionen das Bureau of Land Management (BLM)	142
Abbildung 71: Break-Even-Preis für die Förderung von unkonventionellem Gas in Europa	147
Abbildung 72: CEGH, TTF und NCG Spotpreise	148
Abbildung 73: Break-Even-Preise [\$/MBTU] für unkonventionelle Gasproduktion für unterschiedliche Fördergebiete	151
Abbildung 74: relative Rentabilität verschiedener Schiefergasgebiete	152
Abbildung 75: durchschnittliche eigenkapitalrenditen US amerikanischer und kanadischer Öl- und Erdgas-Produzenten.....	155
Abbildung 76: Beschäftigung in der Industrie (blau) und in der Öl- und Gasbranche (rot)...	176
Abbildung 77: Beschäftigte in der Öl- und Gasbranche in den USA von 1972 bis 2012.....	177
Abbildung 78: neue Jobs in Texas seit 2012	178
Abbildung 79: Entwicklung der Beschäftigung in Industrie und energieintensiver Industrie.	178
Abbildung 80: „Unterwanderung“ der britischen Regierung durch die Öl- und Gasindustrie	186

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gasverbrauch und Anteil am Gesamtverbrauch in den USA 2011 nach Sektoren	9
Tabelle 2: energetischer Endverbrauch [PJ] nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien 2011	12
Tabelle 3: Verbrauch und Förderung [Bill. m ³ /a] sowie Reserven und Ressourcen [Bill. m ³]	15
Tabelle 4: statische Reichweiten [a] für konventionelles Erdgas	15
Tabelle 5: Verbrauch [Mrd. m ³ /a], Förderung [Mrd. m ³ /a], Nettoimporte [Mrd. m ³ /a], Reserven [Mrd. m ³] und Ressourcen [Mrd. m ³] an Erdgas in der EU	16
Tabelle 6: statische Reichweiten [a] für Erdgas in der EU	16
Tabelle 7: Verbrauch, Fördermenge und Nettoimporte [Mrd. m ³ /a] der EU 2011 und 2035 lt. IEA	18
Tabelle 8: wesentliche Aussagen zu Erdgas in den USA	27
Tabelle 9: Reichweiten der Erdgasvorkommen in den USA, eigene Berechnungen, Daten: EIA, BGR	28
Tabelle 10: Verbrauch und Förderung weltweit sowie unkonventionelle Reserven und Ressourcen	29
Tabelle 11: Reichweiten [a] von unkonventionellem Erdgas weltweit	29
Tabelle 12: Reichweiten [a] von konventionellem, unkonventionellem und gesamten Erdgas weltweit	29
Tabelle 13: unkonventionelles Erdgas in der EU	30
Tabelle 14: Reichweiten [a] von unkonventionellem Erdgas in der EU	30
Tabelle 15: Einsatzmengen von Wasser, Gas, Stützmittel und Additiven pro Frack	52
Tabelle 16: Angaben zum Wasserverbrauch beim Fracking in den USA	54
Tabelle 17: eingesetzte Frack-Zubereitungen in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland	81
Tabelle 18: Magnituden-Skala bzw. Richterskala	84
Tabelle 19: Anteil einzelner ausgewählter Energieträger an der Strombereitstellung in den USA	107
Tabelle 20: ausgewählte Schiefergas-Staaten ohne Reduzierung des Industriegaspreises [USD/tcf]	122
Tabelle 21: Schiefergas-Staaten ohne Reduzierung des Gaspreises [\$/tcf] für den Dienstleistungssektor	124
Tabelle 22: Richtwerte für die Schätzung von Kosten für Verflüssigung, Transport und Wiederverdampfung von Gas aus den USA für 2020 laut WEO 2013 [US \$/MBTU]	131
Tabelle 23: durchschnittlicher Gaspreis [USD/MWh] für die Industrie in den USA und ausgesuchten EU-Staaten	135

Tabelle 24: Angaben über Break-Even-Kosten bzw. benötigte Gaspreise, um eine wirtschaftliche Förderung von Schiefergas zu gewährleisten.....	158
Tabelle 25: Anteil [%] der Energiekosten am Bruttoproduktionswert ausgewählter Branchen des verarbeitenden Gewerbes in Deutschland	159
Tabelle 26: Beispiele für Effizienzpotenziale in der deutschen Industrie bis 2035.....	166
Tabelle 27: Potenziale [PJ] erneuerbarer Energieträger in Österreich	189
Tabelle 28: BIV, EE, Eel und Importtangente [PJ] samt erneuerbarem Anteil [%] im Basisjahr und in den Jahren 2020 und 2050	191

1. Einleitung

Die Auswirkungen der Nutzung fossiler Brennstoffe auf Klima und Umwelt sind seit langem bekannt. Im World Energy Outlook 2012 heißt es dazu (ungeachtet der technischen Verfügbarkeit und möglicher Risiken der Lagerung von CO₂, [1]):

„Sofern Technologien für die CO₂-Abtrennung und –Speicherung (CCS) nicht in großem Maßstab eingeführt werden, darf bis 2050 nicht mehr als ein Drittel der nachgewiesenen Vorkommen fossiler Brennstoffe verbraucht werden, um das 2°C Ziel zu erreichen.“

Ähnliche Ergebnisse finden sich auch im Report „Unburnable carbon“ aus dem Jahr 2013, zu dessen Autoren Sir Nicholas Stern zählt.

Dennoch wurde in Mauna Loa, Hawaii, am 09.05.2013 mit 400 parts per million (ppm) die höchste CO₂-Konzentration in der Atmosphäre seit Beginn der Messungen im Jahr 1958 durch die National Oceanic and Atmospheric Administration nachgewiesen [2].

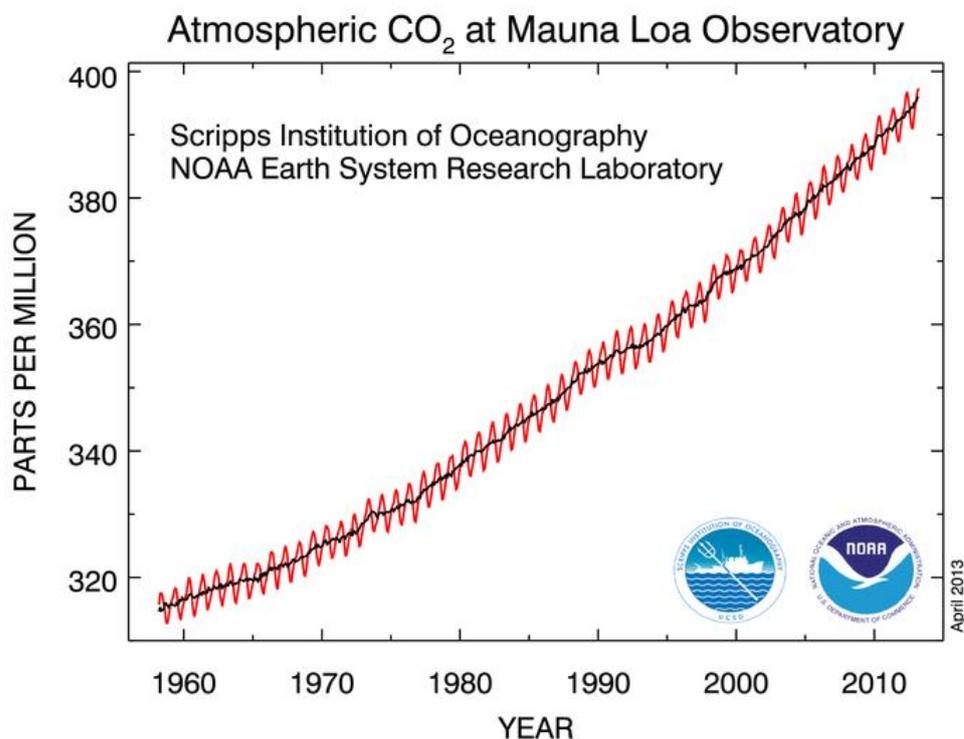


Abbildung 1: CO₂-Konzentration in der Atmosphäre

Während also eigentlich die Treibhausgasemissionen bis 2020 um bis zu 40% und bis 2050 um 80% bis 95% reduziert werden müssten, um das 2°C Ziel zu erreichen, geht unter anderem die IEA im „Golden Rules Scenario“ im Rahmen der Studie „Golden Rules for a Golden Age of Gas“ davon aus, dass die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2035 selbst unter Berücksichtigung ökologischer Mindeststandards aufgrund weltweiter (intensiver) Nutzung von unkonventionellen Kohlenwasserstoffen lediglich 0,5% niedriger sein werden als im Basisszenario [9].

Die vorliegende Studie „Schiefergas – Irrweg oder Zukunftschance?“ beschäftigt sich mit der Förderung von unkonventionellen Kohlenwasserstoffen. Der Fokus liegt dabei auf Schiefergas, das seit Monaten immer wieder Thema öffentlicher Diskussionen und Gegenstand zahlreicher beauftragter Studien ist. Ziel der gegenständlichen Studie ist eine fundierte Darstellung ökologischer, ökonomischer und sozialer Aspekte durch interessenunabhängige Wissenschaftler und Wissenschaftlerinnen. Untersucht werden, soweit dies auf Basis vorhandener Quellen möglich ist:

- Vorkommen von konventionellem und unkonventionellem Erdgas
- Gewinnung von Schiefergas (Technologie, Ressourcenverbrauch, ...)
- Frack-Fluide (Hintergrund des Einsatzes, eingesetzte Mengen, Eigenschaften, mögliche Auswirkungen)
- Ressourcenverbrauch
- Auswirkungen auf die Umwelt
- THG-Bilanz der Schiefergasgewinnung
- Beitrag zur Stromproduktion und Senkung der THG-Emissionen am Beispiel der USA
- Gestehungskosten
- Auswirkungen der Nutzung auf Energiepreise in den USA
- Beschäftigungseffekte
- Verstrickungen u.a. von Ministerien, Wissenschaft und Explorationsfirmen

Schließlich werden auf Grund der Ergebnisse Empfehlungen zu Förderung und Einsatz von Schiefergas und unkonventionellen Kohlenwasserstoffen allgemein abgegeben.

2. Konventionelles Erdgas

Geologische Kohlenwasserstoffformationen werden unter speziellen Bedingungen aus organischen Verbindungen in Meeressedimenten gebildet. Konventionelle Gas- und Ölvorkommen sind das Ergebnis der thermochemischen Aufspaltung organischer Stoffe im Sedimentgestein, dem so genannten Muttergestein.

Je tiefer solche Formationen unter die sie überlagernden Gesteinsschichten absinken, umso mehr erhitzen sie sich, und zwar um durchschnittlich 30°C je Kilometer, wobei sich organische Stoffe ab einer Temperatur von etwa 60°C zu Öl unter später zu Gas zersetzen. Der Grad der Zersetzung richtet sich nach Tiefe, Temperatur und Expositionszeit. Je höher die Temperatur und je länger die Expositionsdauer, umso feiner werden die komplexen organischen Moleküle aufgespalten, bis sie schließlich in ihrer einfachsten Form, Methan, bestehend aus einem Kohlenstoff- und vier Wasserstoffatomen, vorliegen.

Je nach geologischer Formation migrierten die entstehenden flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffe vom Muttergestein zumeist nach oben in poröse und durchlässige Schichten, die als oberen Abschluss eine undurchlässige Gesteinsschicht, eine so genannte Barriere, aufweisen müssen, um eine Ansammlung von Kohlenwasserstoffen zu ermöglichen. Diese Kohlenwasserstoffansammlungen bilden die konventionellen Öl- und Gasfelder.

Der relativ hohe Ölgehalt, die Tatsache, dass diese Lagerstätten nur wenige Kilometer unter der Oberfläche liegen, und ihre leichte Zugänglichkeit von Land aus, sorgen für eine einfache Förderung mittels Anlegen von Bohrlöchern [10].

2.1. Zusammensetzung und Gewinnung von Erdgas

Erdgas besteht im Wesentlichen aus Methan, geringeren Anteilen an sonstigen Kohlenwasserstoffen sowie molekularem Stickstoff (N₂), Schwefelwasserstoff (H₂S) und Kohlendioxid (CO₂).

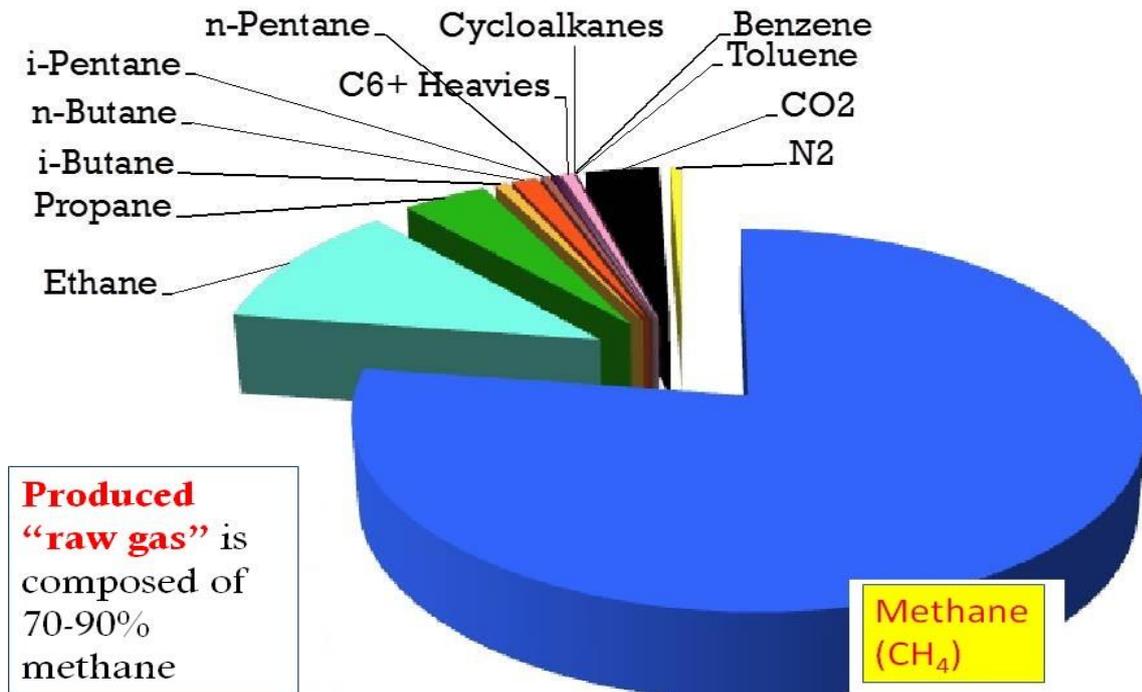


Abbildung 2: Bestandteile von Rohgas [I 87]

Sofern das Muttergestein ausreichend porös ist und somit natürliche Wegsamkeiten bietet, migriert das Erdgas entlang von Trennschichten und Druckgradienten in darüber liegendes Speichergestein. Sobald eine Formation von einer gasdichten Deckschicht überlagert ist, bildet sich eine konventionelle Gaslagerstätte aus, in der das Erdgas unter hohem Druck gespeichert wird.

Im Gegensatz bilden sich unkonventionelle Vorkommen und Lagerstätten, wenn das Gestein wenige bis gar keine natürlichen Wegsamkeiten aufweist, das Gas also nicht „wandern“ kann. Diese unkonventionellen Lagerstätten sind daher auch flächig im Untergrund verteilt, weisen also eine vergleichsweise geringe Gasdichte auf. Die folgende Abbildung stellt konventionelle und unkonventionelle Lagerstätten dar [1].

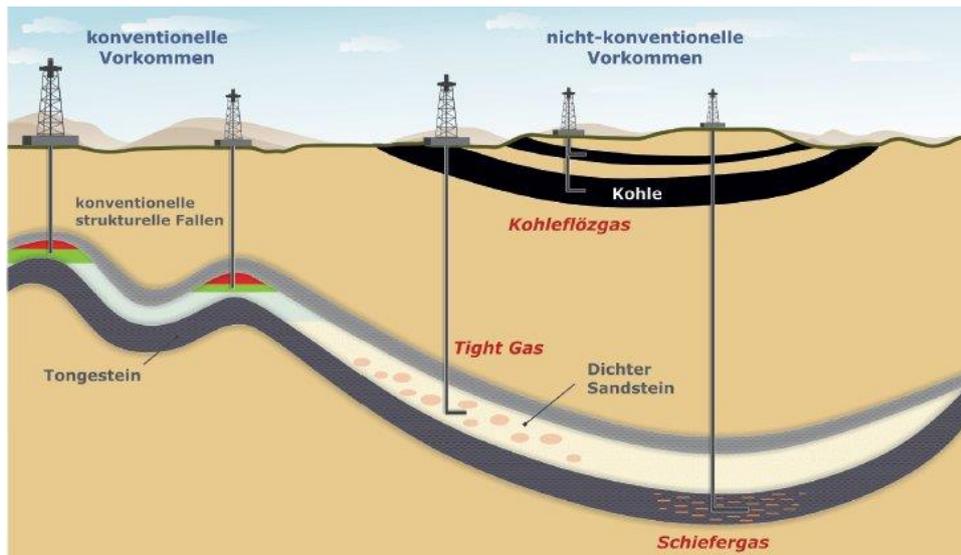


Abbildung 3: schematische Darstellung konventioneller und unkonventioneller Lagerstätten

Die Suche nach Erdgaslagerstätten ist mit hohen Kosten und wirtschaftlichen Risiken verbunden. Daher ist es wichtig, die eigentliche Suche auf Gebiete einzuschränken, die mit hoher Wahrscheinlichkeit Lagerstätten enthalten. Dies geschieht anhand geophysikalischer Voruntersuchungen. Das mit Abstand wichtigste geophysikalische Verfahren ist die 3D-Seismik, die es ermöglicht, den Aufbau des Untergrundes bis in Tiefen von 5.000 bis 6.000 m in einer hohen Genauigkeit dreidimensional zu erkunden. Die Auswertung dieser Messungen erlaubt Aussagen über Eigenschaften und Lagerungen der verschiedenen Gesteinsschichten. Daraus werden Schlüsse über die Erfolgsaussichten einer Suche nach Erdgas gezogen.

Endgültige Klarheit, ob eine wirtschaftlich ausbeutbare Lagerstätte vorliegt, kann nur eine Bohrung bringen.

Vor Beginn einer Bohrung wird ein Standrohr aus massivem Stahl bis zu 70 Meter tief in den Boden eingebracht. Dieses Rohr soll die umliegenden Gesteinsschichten stabilisieren und dazu dienen, die oberflächennahe Trinkwasserhorizonte vor der späteren Bohraktivität zu schützen. Durch das Standrohr hindurch wird die Bohrung mit mehreren Rohren teleskopartig nach unten vertieft. Die Zwischenräume werden mit Zement verfüllt. Dieses Verbundsystem aus mehreren einzementierten Stahlrohren soll die Bohrungen weiter abdichten und eine undurchlässige Barriere gegenüber den trinkwasserführenden Schichten und den umgebenden Gesteinsformationen bilden.

Zu Reparaturzwecken oder im Notfall kann die Bohrung über- oder untertage jederzeit abgeriegelt und verschlossen werden. So wird jede Bohrung mit mehrfachen

Absperrvorrichtungen, die nach unterschiedlichen Systemen arbeiten, ausgerüstet. Den oberen Abschluss der Verrohrung bildet die so genannte Verflanschung, die aus mehreren Flanschverbindungen und Absperrschiebern besteht. In Produktionsbohrungen befindet sich etwa 30 bis 40 Meter unter der Erdoberfläche ein selbstschließendes Sicherheitsventil, das bei Störungen den Erdgaszufluss blockiert. Dieses System aus obertägigen und untertägigen Installationen sichert das Bohrloch sowohl in der Bohr- als auch in der Förderphase.

Die deutsche Bohrklassifikation unterscheidet Explorationsbohrungen, die der Untersuchung des Untergrundes auf wirtschaftlich förderbare Vorkommen dienen und Feldesentwicklungsbohrungen, mit denen Lagerstätten erschlossen werden.

Gesteinsproben aus Explorationsbohrungen liefern wichtige Informationen über die Gesteinsstrukturen, in denen sich Erdgas befindet, über die Gesteinsporen und ihre Durchlässigkeit. Um die Forschungsergebnisse zu verbessern, werden zahlreiche Messungen im Bohrloch durchgeführt. Sie zeigen, wie sich die gasführenden Gesteinsschichten ausbreiten, welche Erdgasmengen erwartet werden können und wie viel davon technisch und wirtschaftlich förderbar ist. Auf Grundlage des Förderprofils werden Bohrplatz, technische Ausstattung sowie Länge und Richtung der Produktionsbohrung geplant, mit der die Lagerstätte erschlossen und in Förderung genommen wird.

Ein häufig angewandtes Bohrverfahren ist das so genannte Rotary-Verfahren. Bei diesem Verfahren wird das Bohrgestänge mit dem Bohrmeißel gedreht (über den Drehtisch und die darin verankerte Mitnehmerstange). Der Antrieb erfolgt durch Elektromotoren, die entweder über Dieselaggregate oder aus dem Stromnetz mit Elektrizität versorgt werden. Durch die Drehbewegung zertrümmert der Meißel das Gestein und vertieft das Bohrloch stetig. Für eine 5.000-m-Bohrung werden ca. 30 Meißel benötigt. Zum Wechseln des Meißels wird das Bohrgestänge nach und nach aus dem Bohrloch gezogen, auseinandergeschraubt, im Bohrturm abgestellt und anschließend wieder eingebaut. Ein solcher Vorgang – „round trip“ genannt – erfordert bei größeren Tiefen viel Zeit; bei 4.000 m dauert ein Meißelwechsel 12 bis 14 Stunden.

Eine Variante des Rotary-Verfahrens ist der Top-Drive-Antrieb. Bei dieser Variante ist der Antrieb direkt am Bohrturm und treibt das Bohrgestänge von oben an. Die Bohrung muss seltener zum Einbau einer neuen Bohrstange unterbrochen werden. Die Länge von drei Bohrstangen (insgesamt 27 m) kann ohne Unterbrechung gebohrt werden. Dies spart Zeit und damit Kosten.

Beim so genannten Turbinen-Bohren sitzt die antreibende Turbine unmittelbar über dem Bohrmeißel. Mit Hilfe der Spülflüssigkeit wird die Turbine angetrieben. Dieses Verfahren wird vor allem bei Ablenkbohrungen eingesetzt, d.h. bei Bohrungen, die in einer vorbestimmten Tiefe ihre Richtung gezielt verändern sollen. Dieses so genannte Richtbohren wird u.a. angewendet, wenn Lagerstätten unterhalb von Ortschaften oder besonders zu schützenden Gebieten vermutet werden.

Die Horizontalbohrtechnik kommt zum Einsatz, wenn innerhalb einer Lagerstätte horizontal gebohrt werden soll. Hierbei wird eine zunächst vertikale Bohrung im Zielgebiet bis in die Horizontale abgelenkt. Durch diese Technik können Erdöl- oder Erdgaslagerstätten, die sich überwiegend in horizontaler Richtung erstrecken wesentlich besser genutzt werden. Die Horizontalbohrtechnik erlaubt es, ein Feld mit einer geringeren Anzahl von Bohrungen zu erschließen und durch den verbesserten Zufluss zum Bohrloch eine höhere Förderrate zu erzielen. Daneben gibt es noch weitere spezielle Bohrtechniken.

Um die Bohrlochwand während des Bohrens zu stützen und das vom Bohrmeißel zerkleinerte Gestein zu entfernen, wird eine „Spülung“ – das ist im Wesentlichen eine wässrige Tonlösung – mit hohem Druck durch das Bohrgestänge bis zum Bohrmeißel gepumpt. Sie tritt in den Ringraum zwischen Gestänge und Gebirge ein und steigt dort wieder nach oben. Die Spülflüssigkeit kühlt zugleich den Meißel, verhindert unerwünschte Zuflüsse aus den Formationen und schützt wasserführende Schichten des umgebenden Gesteins vor Abflüssen aus dem Bohrloch. Um diese Funktionen stets erfüllen zu können, muss die Spülflüssigkeit das richtige spezifische Gewicht und die geeignete Zusammensetzung haben. Die Spülung allein reicht jedoch nicht aus, um die Bohrlochwand dauerhaft zu stützen. Deshalb wird das Bohrloch in gewissen Abständen gegen Einsturz abgesichert, indem Stahlrohre einzementiert werden. Mit zunehmender Tiefe nimmt der Durchmesser der eingezogenen Rohre teleskopartig ab.

Mit Abschluss der Bohrphase, die je nach gewünschter Teufe (Angabe, wie tief ein Punkt unter Tage unter einem bestimmten Referenzpunkt auf der Oberfläche liegt) etwa zwei bis fünf Monate dauert, wird der Betriebsplatz verkleinert, lediglich das Eruptionskreuz und wenige Anlagen zum Abscheiden, Sammeln und Transportieren des gefördert Erdgases verbleiben.

Zur Förderung von Erdgas wird in das verrohrte und zementierte Bohrloch ein Steigrohr eingebaut, das bis zum tiefsten Punkt der Lagerstätte reicht. Damit das Gas in dieses Rohr eintreten kann, wird sein unterstes Teilstück mit Hilfe kleiner Sprengsätze zur Lagerstätte hin

geöffnet. Übertage (obererdig) ist das Bohrloch mit einem Eruptionskrenz verschlossen, in dem sich mehrere Absperrvorrichtungen befinden. Zusätzlich verhindert ein untertage (untererdig) eingebautes Ventil, dass Erdgas unkontrolliert austritt. Erdgas aus konventionellen Lagerstätten strömt bei der Gewinnung mit klassischen Techniken der Förderbohrung auf Grund des natürlichen Drucks frei zu.

Bei der konventionellen Förderung wird Erdgas meist mithilfe von Tiefbohrungen (in der Regel > 500 m Tiefe) gewonnen. Die deutschen konventionell förderbaren Erdgasvorkommen liegen (vor allem im Norddeutschen Becken in den Formationen des Zechsteins und des Rotliegenden) in 3.000 bis 5.000 m Tiefe. Amerikanische Lagerstätten für unkonventionelles Gas befinden sich hingegen häufig in Tiefen von 200 bis 4.500 m [17].

Mit fortschreitender Förderung und abnehmendem Lagerstättendruck vermindern sich die Produktionsraten, so dass zusätzliche Bohrungen erforderlich werden können. Reicht der natürliche Druck für eine Einspeisung in das Hochdrucktransportsystem nicht mehr aus, werden zwischen Sonde und Transportnetz Verdichter zur Druckerhöhung installiert. Aus tiefliegenden Erdgaslagerstätten, z. B. in den Formationen des Rotliegenden oder Karbon (Bezeichnung für die Speichergesteine), können bei gering durchlässigem Gestein oftmals keine für eine wirtschaftliche Produktion erforderlichen Förderraten erzielt werden.

Wenn das Fördervolumen zurückgeht, kann eine so genannte hydraulische Stimulierung durchgeführt werden [17]. Das Verfahren entspricht dem Hydraulic Fracturing, kurz Fracking, und wird im Kapitel „Unkonventionelles Erdgas“ näher erläutert.

Im Rahmen der Förderung gelangt zusammen mit dem Erdgas auch Lagerstättenwasser über Tage, das abhängig von den geologischen Bedingungen (Druck, Temperatur, Gestein) mit Salzen, Metallen und Kohlenwasserstoffen sowie Schadstoffen belastet sein kann. Es ist zumindest fallweise als human- und ökotoxikologisch problematisch einzustufen. In Deutschland wird Lagerstättenwasser zur Entsorgung in der Regel in Versenkbrunnen mit Tiefen von 500 m bis mehreren 1.000 m verpresst [17].

Nach durchschnittlich 20 bis 30 Jahren ist eine Lagerstätte ausgefördert. Anschließend wird die Anlage zurückgebaut, das gesamte Bohrloch aufgefüllt und abgedichtet. Die Förder- und Aufbereitungsanlagen sowie der Betriebsplatz einschließlich der Versiegelung werden komplett zurückgebaut und die genutzte Fläche rekultiviert.

2.2. Erdgasverbrauch

Globale Situation:

Laut der deutschen Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) war Erdgas im Jahr 2011 mit einem Anteil von 24% am globalen Primärenergieverbrauch nach Erdöl und Hartkohle der dritt wichtigste Energieträger. Der globale Erdgasverbrauch betrug rund 3,3 Billionen m³. Größter Verbraucher waren die USA, gefolgt von der russischen Föderation, Iran, China und Japan [2].

Situation in den USA:

Gemäß der U.S. Energy Information Administration (EIA) betrug der Gasverbrauch in den USA im Jahr 2011 690 Mrd. m³ [1 4]. Innerhalb der USA verursachte die Industrie den größten Verbrauch, gefolgt von der Strombereitstellung, den Haushalten und dem Dienstleistungssektor. Tabelle 1 gibt die genauen Zahlen wieder.

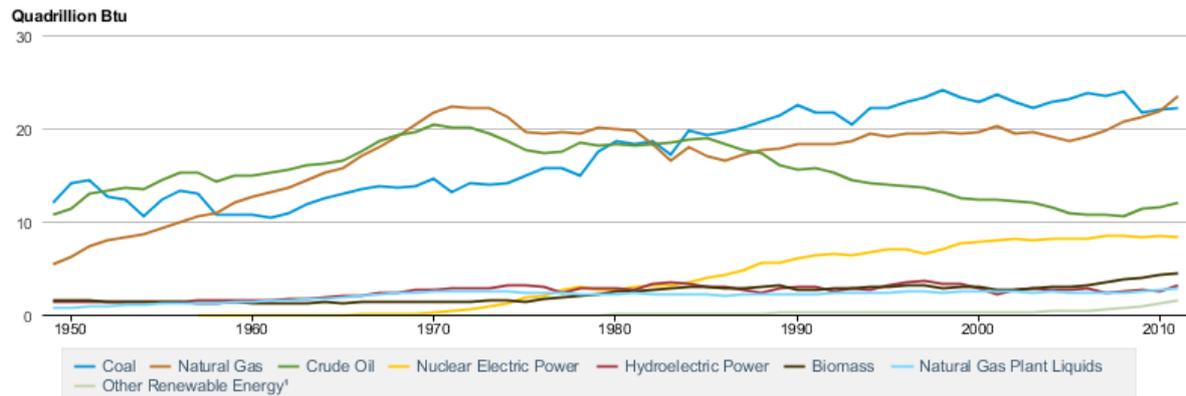
Sektor	Verbrauch [Mrd. m ³]	Anteil [%]
Haushalte	134,07	19,43
Dienstleistungen	89,52	12,97
Industrie	230,86	33,45
Verkehr	20,34	2,95
Strombereitstellung	215,26	31,20
Summe	690,05	100,00

Tabelle 1: Gasverbrauch und Anteil am Gesamtverbrauch in den USA 2011 nach Sektoren

Die EIA erhebt alle 4 Jahre lediglich die Endverbräuche auf Ebene der Sektoren. Es stehen leider keine Verbrauchsdaten nach Verwendungszwecken zur Verfügung.

Die nachfolgende Abbildung stellt die Primärenergieproduktion in den USA nach Energieträgern für den Zeitraum 1949 bis 2011 dar. Es zeigt sich, dass Erdgas im Jahr 2011 erstmals seit vielen Jahren Kohle vom ersten Platz verdrängt hat [1 5].

10. U.S. Primary Energy Production by Major Source, 1949-2011



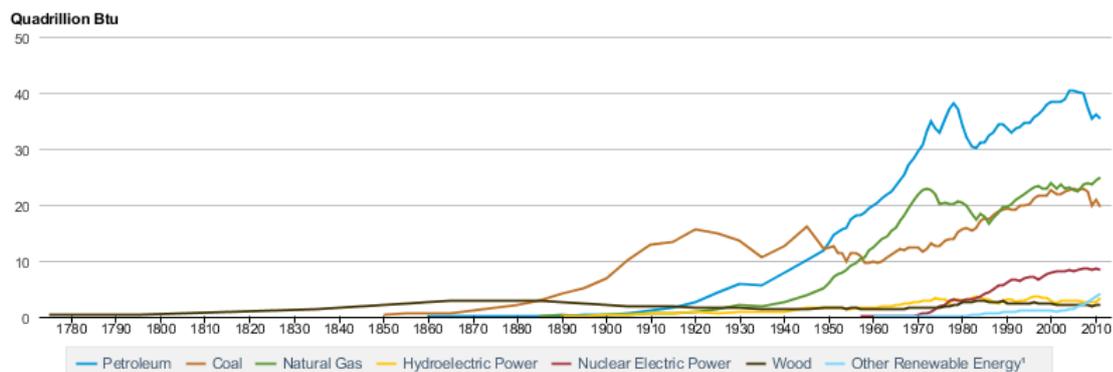
U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Review*, Table 1.2.
 * Geothermal, solar/PV, and wind.

Since 1949, most energy produced in the United States has come from fossil fuels—coal, natural gas, and crude oil. Coal, the leading energy source at the middle of the 20th century, was surpassed by crude oil and then by natural gas. By the mid-1980s, coal again became the leading energy source produced in the United States, and crude oil declined sharply. In the 1970s, electricity produced from nuclear fuel began to make a significant contribution and expanded rapidly in the following decades. From 2001 to 2011, biomass production rose 72 percent. In 2011, natural gas production exceeded coal production for the first time since 1981.

Abbildung 4: Primärenergieproduktion in den USA nach Energieträgern von 1949 bis 2011

Aus Abbildung 5 geht allerdings hervor, dass seit 1957 der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch praktisch durchgehend größer war als jener von Kohle [1 5].

5. U.S. Primary Energy Consumption Estimates by Source, 1775-2011



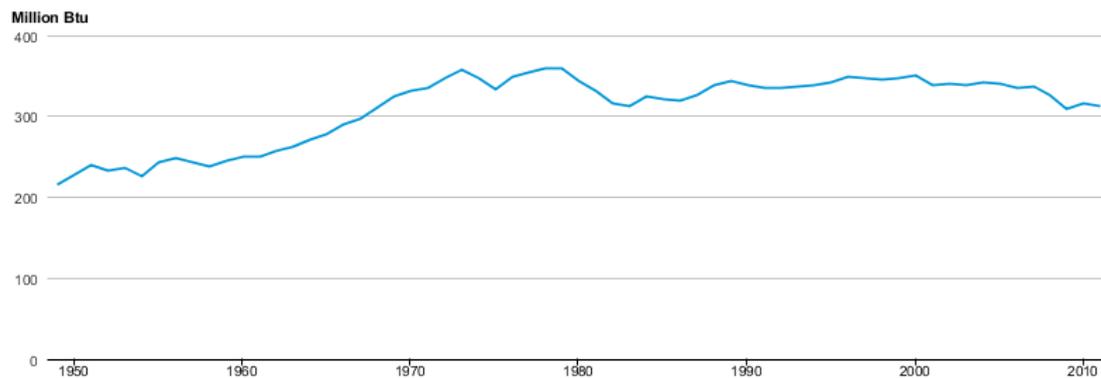
U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Review*, Tables 1.3, 10.1, and E1.
 * Geothermal, solar/PV, wind, waste, and biofuels.

The Nation's energy history is one of large-scale change as new forms of energy were developed. Wood served as the primary form of energy until about 1885, when it was surpassed by coal. Despite its rapid expansion, coal was in turn overtaken by petroleum and natural gas in the 1950s. In the second half of the 20th century, natural gas experienced rapid development, and coal began to expand again. Late in the century, nuclear electric power and other renewable energy were developed and supplied significant amounts of energy. In recent years, natural gas consumption again surpassed coal, petroleum consumption declined, and consumption of other renewable energy grew rapidly.

Abbildung 5: Primärenergieverbrauch in den USA nach Energieträgern von 1775 bis 2011

Die nächste Abbildung zum Energieverbrauch pro Person (1949 bis 2011) zeigt, dass dieser seit 2000 eine fallende Tendenz aufweist [1 6].

2. U.S. Primary Energy Consumption per Capita, 1949-2011



 U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Review*, Table 1.5.

Energy use per capita was 214 million British thermal units (Btu) in 1949. The measure generally increased until the oil price shocks of the mid-1970s and early 1980s, when the trend reversed for a few years. Energy use per capita held fairly steady from 1988 until the 2008-2009 economic downturn. In 2011, per capita consumption of energy averaged 312 million Btu, 46 percent above the 1949 level.

Abbildung 6: Primärenergieverbrauch pro Kopf in den USA von 1949 bis 2011

Situation in Österreich:

In Österreich wurden im Jahr 2011 328,0 PJ bzw. 22,97% des Bruttoinlandsverbrauchs und 185,7 PJ bzw. 17,0% des energetischen Endverbrauchs mit Erdgas gedeckt. Damit liegt Erdgas hinter Erdöl auf Platz zwei.

Der Hauptbeitrag zur Deckung des steigenden Bedarfs an Erdgas wurde durch Importe aus der russischen Föderation, Norwegen und Deutschland geleistet [1 7]. Die Nettoimporte (Importe minus Exporte) beliefen sich auf 9,24 Mrd. m³. Mit russischen Lieferfirmen wurde im Jahr 2006 ein langfristiger Liefervertrag über rund 7 Mrd. m³ jährlich bis 2027 abgeschlossen.

In Österreich wird Erdgas von der OMV (82,9%) und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG, 17,1%) gefördert. 2011 betrug die Fördermenge 1,683 Mrd. m³ (entspricht 61,6 PJ, ca. 12,6% der inländischen Energieerzeugung (diese betrug in Summe rund 500 PJ (fossil und erneuerbare Energieträger))). 83% kamen davon aus dem Wiener Becken und die restlichen 17% aus der Molassezone.

Von den 185,7 PJ an energetischem Endverbrauch im Jahr 2011 entfielen 50,1% bzw. 93,0 PJ auf die Sachgüterproduktion (produzierender Bereich) und 27,1% bzw. 50,5 PJ auf die privaten Haushalte (siehe Abbildung 7; [3]).

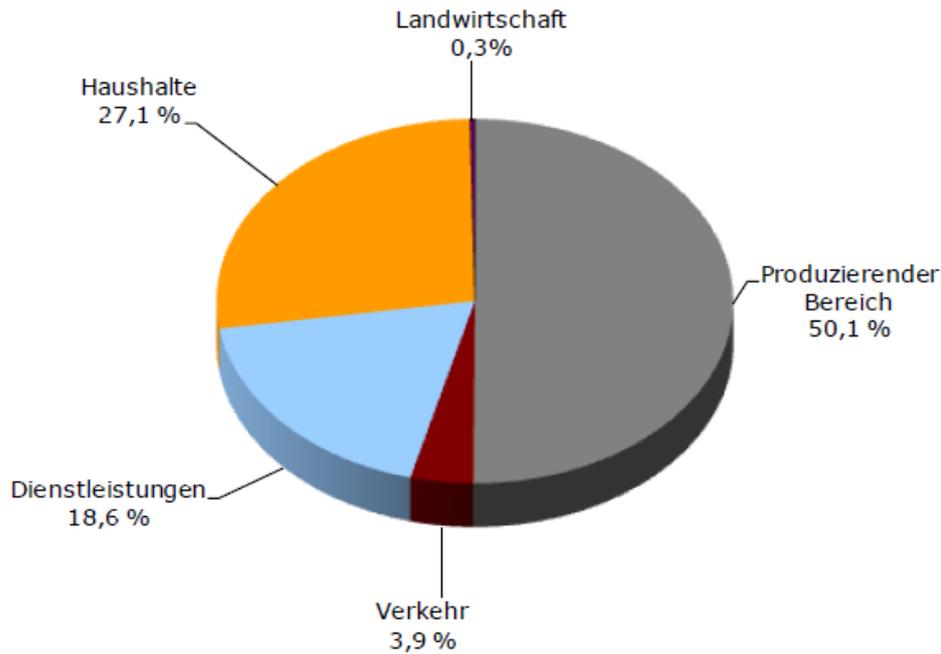


Abbildung 7: Gasverbrauch 2011 nach Sektoren

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse der Nutzenergieanalyse, also den energetischen Endverbrauch gegliedert nach Energieträgerklassen und Nutzenergiekategorien, für Österreich im Jahr 2011 dar [3]. Dabei stehen unter den Energieträgerklassen die Abkürzungen ErnE, BrAbf und FW für erneuerbare Energieträger, brennbare Abfälle und Fernwärme. Die sieben Nutzenergiekategorien sind Raumheizung, Klimaanlage, Warmwasser (RW), Mobilität (Mob), Dampferzeugung (D), Industrieöfen (IÖ), Standmotoren (SM), Beleuchtung und EDV (BE) sowie elektrochemische Zwecke (ecZ).

	Kohle	Öl	Gas	ErnE	BrAbf	FW	Strom	Summe
RW	1,8	65,1	89,2	88,1	0,7	66,2	23,7	334,8
Mob	0,0	322,1	5,6	20,0	0,0	0,0	12,4	360,1
D	3,0	4,4	39,3	32,9	7,6	1,2	0,5	88,9
IÖ	13,0	10,9	46,1	17,6	11,6	5,8	50,2	155,2
SM	0,0	13,6	5,5	0,0	0,0	0,0	91,5	110,6
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,4	37,4
ecZ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0
Summe	18,1	416,1	185,7	158,6	19,9	73,2	217,7	1089,3

Tabelle 2: energetischer Endverbrauch [PJ] nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien 2011

Die Bruttostromerzeugung betrug 2011 236,48 PJ. Erdgas hatte daran einen Anteil von 44,50 PJ bzw. 18,82%. Durch KWK wurden insgesamt 49,63 PJ an Wärme bereitgestellt,

wobei der Anteil von Erdgas 21,54 PJ bzw. 43,40% betrug. Heizwerke stellten in Summe 30,02 PJ Wärme bereit. Der Anteil von Erdgas betrug 8,68 PJ bzw. 28,91%.

2.3. Reserven, Ressourcen und Reichweiten

Dieses Kapitel dient der Definition von Reserven, Ressourcen und Reichweiten. Es ist dementsprechend kurz, kann aber auch übersprungen werden.

Bei Reserven handelt es sich um „nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Rohstoffmengen“.

Ressourcen sind im Gegensatz dazu definiert als „nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Rohstoffmengen“. Im Gegensatz zu langjährigen Erfahrungen und gefestigten Trends bei konventionellen Vorkommen beruhen die Mengenangaben jedoch häufig auf lückenhaften Daten, da weltweit die Erkundung und Erschließung von Schiefergasvorkommen erst am Anfang stehen. Wie belastbar die Mengenabschätzungen sind und welche Fehlerspannen man einkalkulieren muss, ist daher schwer abzuschätzen (siehe dazu auch Abschnitt 3.2.). Hinter allen wesentlichen Erschließungsplänen stehen stets kommerzielle Interessen, was dazu führt, dass die potenziellen Ressourcen meist als zu groß beziffert werden; daher sollten diese Angaben mit großer Zurückhaltung beurteilt werden.

Abbildung 8 stellt den Zusammenhang von kumulierter Förderung, Reserven und Ressourcen dar [2].

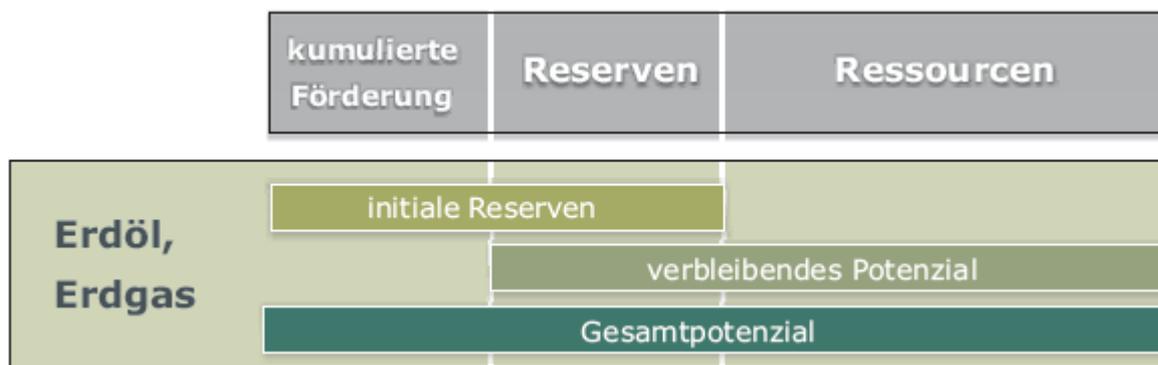


Abbildung 8: Darstellung von kumulierter Förderung, Reserven und Ressourcen

Eine weitere wichtige Größe in Abbildung 8 ist das verbleibende Potenzial. Es stellt die Summe von Reserven und Ressourcen dar.

Betreffend Reichweiten wird grundsätzlich unterschieden zwischen statischen und dynamischen. Zur Berechnung von Reichweiten werden die Reserven, Ressourcen und das verbleibende Potenzial gemäß Abbildung 8 auf eine jährliche Bezugsgröße bezogen, sei es der Verbrauch oder auch die Fördermenge. Dadurch ergibt sich eine Reichweite in Jahren. Der Unterschied zwischen statischer und dynamischer Reichweite liegt darin, dass im Fall der statischen Betrachtung die jährliche Bezugsgröße konstant gehalten wird, während im Rahmen der dynamischen Betrachtung diese jährliche Bezugsgröße fortgeschrieben wird, üblicherweise durch eine prozentuelle Zunahme pro Jahr. Im Rahmen der gegenständlichen Studie werden ausschließlich statische Reichweiten betrachtet.

2.4. Vorkommen und Verfügbarkeit – Berücksichtigung globaler und europäischer Gegebenheiten

2011 wurden die weltweiten Erdgasreserven auf 195 Bill. m³ geschätzt [2]. Laut BGR entfallen davon 2,7 Bill. m³ auf Schiefergas und 1,5 Bill. m³ auf Coalbed Methane, beides Arten von unkonventionellem Erdgas. Die folgende Abbildung zeigt die globale Verteilung von kumulierter Förderung, Reserven, konventionellen und unkonventionellen Ressourcen.

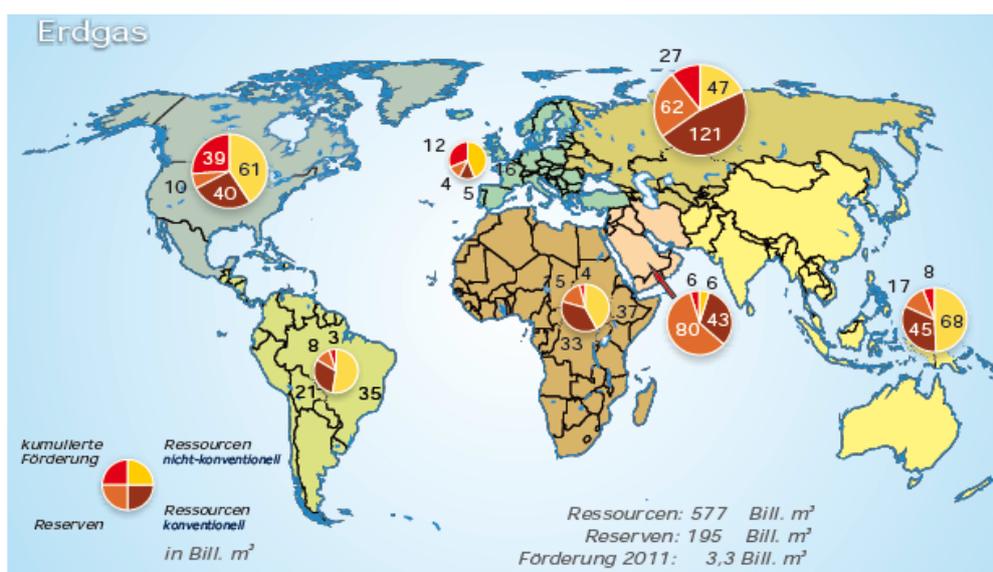


Abbildung 9: kumulierte Förderung, Reserven sowie konventionelle und unkonventionelle Ressourcen von Erdgas im Jahr 2011

Während sich die konventionellen Reserven auf rund 190 Bill. m³ belaufen, wurden im Jahr 2011 die weltweiten, konventionellen Erdgasressourcen von der BGR mit 307 Bill. m³ angegeben, von der IEA hingegen mit 421 Bill. m³. Tabelle 3 stellt Verbrauch und Förderung, gemessen in Bill. m³/a, Reserven und Ressourcen, angegeben in Bill. m³, gegenüber.

Verbrauch	Förderung	Reserven	Ressourcen
3,3	3,3	195	307 – 421

Tabelle 3: Verbrauch und Förderung [Bill. m³/a] sowie Reserven und Ressourcen [Bill. m³]

Für die konventionellen Reserven ergibt sich damit eine statische Reichweite von 59 Jahren, für die konventionellen Ressourcen eine von 93 bis 128 Jahren. Damit ergibt sich für das verbleibende Potenzial eine Reichweite von 152 bis 187 Jahren. Da Verbrauch und Förderung praktisch gleich groß sind, entfällt in diesem Fall eine Unterscheidung nach der jährlichen Bezugsgröße. Tabelle 4 fasst die Reichweiten nochmals zusammen.

	Reichweite
konventionelle Reserven	59
konventionelle Ressourcen	93 – 128
verbleibendes Potenzial	152 – 187

Tabelle 4: statische Reichweiten [a] für konventionelles Erdgas

Gemäß Tabelle 4 ist also davon auszugehen, dass konventionelles Erdgas noch lange zur Verfügung stehen wird. Aus geopolitischer Sicht spielt allerdings die Verteilung der Reserven bzw. Ressourcen eine wichtige Rolle. Schließlich entfallen die größten konventionellen Reserven auf Staaten wie die russische Föderation, den Iran und Katar, also Staaten fragwürdiger Demokratie und Stabilität. Importbedingt kommt es jedoch zu Devisenabflüssen in eben diese Staaten.

Im Jahr 2011 waren die USA mit 651 Mrd. m³ der weltweit größte Erdgasförderer. Davon entfielen jedoch 30% auf Schiefergas, also auf unkonventionelles Erdgas. Russland förderte mit rund 630 Mrd. m³ am zweitmeisten Erdgas. Gemeinsam hatten die beiden Staaten einen Anteil von 38% an der globalen Erdgasförderung [2].

In der EU nahm die Förderung im Jahr 2011 auf 173,2 Mrd. m³ ab, wobei der Förderrückgang im Vereinigten Königreich mit 21% vor allem aufgrund der natürlichen Erschöpfung der älteren Erdgasfelder besonders deutlich ausfiel. Die EU musste zur

Deckung ihres Verbrauches in Höhe von 466,7 Mrd. m³ Erdgas beträchtliche Erdgasimporte vornehmen (Nettoimporte von rund 300 Mrd. m³ Erdgas). Die Erdgasförderung in Europa hat ihr Maximum überschritten, die BGR schätzt die konventionellen Reserven auf 2,2 Bill. m³, die konventionellen Ressourcen auf 15,9 Bill. m³. Damit nimmt die bestehende Abhängigkeit von Gasimporten aus Russland, Afrika und dem Mittleren Osten zu [2]. Die folgende Tabelle fasst die Daten zusammen.

Verbrauch	Förderung	Nettoimporte	Reserven	Ressourcen
466,7	173,2	303,5	2.174	15.860

Tabelle 5: Verbrauch [Mrd. m³/a], Förderung [Mrd. m³/a], Nettoimporte [Mrd. m³/a], Reserven [Mrd. m³] und Ressourcen [Mrd. m³] an Erdgas in der EU

Für die Betrachtung der Reichweite ist in diesem Fall eigentlich nur der Verbrauch aussagekräftig, der Vollständigkeit halber wird aber auch die Reichweite bezogen auf die Fördermenge dargestellt. Bei einem Verbrauch von 466,7 Mrd. m³ pro Jahr ergibt sich für die Reserven eine Reichweite von 5 Jahren, für die Ressourcen eine Reichweite von 34 Jahren und damit für das verbleibende Potenzial eine Reichweite von 39 Jahren. Da die Fördermenge mit 173,2 Mrd. m³ pro Jahr deutlich geringer ist, ergeben sich mit diesem Bezug Reichweiten von 13 Jahren für die Reserven, von 92 Jahren für die Ressourcen und von 105 Jahren für das verbleibende Potenzial. Tabelle 6 fasst die Aussagen zu den Reichweiten zusammen.

	Reichweite - Verbrauch	Reichweite - Fördermenge
konventionelle Reserven	5	13
konventionelle Ressourcen	34	92
verbleibendes Potenzial	39	105

Tabelle 6: statische Reichweiten [a] für Erdgas in der EU

Müsste die EU ihren Gasverbrauch also durch eigene Förderung decken, wären die Reserven bereits in 5 Jahren aufgebraucht. In diesem Sinn ist auch davon auszugehen, dass die Ressourcen zu diesem Zeitpunkt wohl noch Ressourcen und keine Reserven, also nach wie vor nicht wirtschaftlich abbaubar, sein werden. Auch deshalb wird die EU wohl weiterhin massiv von Erdgasimporten abhängig sein. Etwa 65% des derzeitigen Verbrauchs werden durch Nettoimporte gedeckt, verbunden mit Devisenabflüssen in häufig politisch instabile und demokratiepolitisch fragwürdige Staaten.

In diesem Zusammenhang scheint auch fragwürdig, dass alle fünf Dekarbonisierungsszenarien der Energy Roadmap 2050 der Europäischen Kommission zwar von einem sinkenden Gasverbrauch, allerdings auch von einem stabilen Anteil von Erdgas am Energieträger-Mix ausgehen.

Die Annahmen, die diesen Szenarien zugrunde liegen, scheinen allerdings nicht auf dem neuesten Stand zu sein. So wurden Kosten für erneuerbare Energien über-, jene für Atomkraftwerke und CCS hingegen unterschätzt [18].

Angesichts geringer und wenig variabler Erzeugungskosten haben erneuerbare Energieträger langfristig einen strategischen Wettbewerbsvorteil gegenüber konventionellen fossilen Erzeugungstechniken, die höhere und tendenziell steigende Brennstoffkosten und CO₂-Emissionen aufweisen. Auch im Rahmen des in Diskussion befindlichen Grünbuchs „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“ sollte die EU somit ambitionierte langfristige Ziele für eine verbindliche Hebung von Energieeffizienzpotenzialen sowie für den Ausbau der erneuerbaren Energieträger anstreben.

2.5. Exkurs: kritische Betrachtung von Szenarien – Erdgas in Europa

Die IEA ist eine selbständige Organisation innerhalb der OECD. Sie hat sich nach eigenen Angaben zum Ziel gesetzt, die Regierungen ihrer Mitgliedsländer in Energiefragen zu beraten und zu einer sicheren, nachhaltigen, umwelt- und klimaverträglichen sowie wirtschaftlichen Energieversorgung beizutragen.

Mit dem jährlich durch die IEA veröffentlichten World Energy Outlook werden Szenarien zur Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs, gegliedert nach Energieträgern, für die kommenden Jahrzehnte publiziert. Diese Szenarien sind gekennzeichnet durch Trendfortschreibungen und Verbrauchszunahmen.

Die IEA setzt in ihren Szenarien nicht nur voraus, dass die zur Umsetzung notwendigen Rohstoffe tatsächlich bereitgestellt werden können. Bezogen auf Gas ist die Kernaussage, dass es derjenige fossile Energieträger sein wird, für den die Nachfrage in allen Szenarien steigt. Dafür soll laut IEA beinahe die Hälfte der zusätzlichen Förderung bis 2035 auf

unkonventionelles Gas entfallen. Der Großteil dieser Zunahme soll von China, den USA und Australien ausgehen [9], [I 9].

Laut World Energy Outlook 2012 der IEA soll der weltweite Erdgasbedarf im New Policy Scenario bis 2035 gegenüber 2010 um 50% steigen, wobei die OECD-Staaten 20% und die nicht-OECD-Staaten 75% Verbrauchsanstieg sehen.

In Europa wird ein Verbrauchsanstieg auf 670 Mrd. m³/a im Jahr 2035 gesehen (2011: 466,7 Mrd. m³). Gleichzeitig wird aber angenommen, dass die heimische Erdgasförderung (2011: 173,2 Mrd. m³) um 30% zurückgehen wird (2035: 121,24 Mrd. m³). Damit die Gleichung noch aufgeht, müssen also die Gasimporte von knapp 300 Mrd. m³ im Jahr 2011 auf ca. 550 Mrd. m³/a zunehmen, das ist fast eine Verdoppelung.

Auf ähnliches – in Punkto Importe – machte BP im World Energy Outlook 2030 aufmerksam. Bis 2030 soll die Schiefergasproduktion in Europa 2,4 Mrd. Kubikfuß pro Tag (25 Mrd. m³/a) erreichen. Diese Menge würde allerdings nicht ausreichen, um den Rückgang der konventionellen Gasförderung auszugleichen. Europa wird in diesem Zeitraum einen Anstieg der Netto-Gas-Importe gegenüber 2011 um 48% verzeichnen [I 10]. Die folgende Tabelle stellt nochmals die Aussagen der IEA dar.

	2011	2035
Verbrauch	466,7	670,0
Fördermenge	173,2	121,2
Nettoimporte	303,5	548,8

Tabelle 7: Verbrauch, Fördermenge und Nettoimporte [Mrd. m³/a] der EU 2011 und 2035 lt. IEA

Legt man diese von der IEA prognostizierten Verbräuche für die EU im Jahr 2035 zugrunde, verringern sich die Reichweiten weiter (um einen zusätzlichen Faktor 1,4; siehe Tabelle 5).

Der ASPO Deutschland e.V. kritisiert diese prognostizierten Verbräuche und hohen Anteile an fossilen Energieträgern sowie ganz allgemein die optimistischen Aussagen zur künftigen Verfügbarkeit fossiler Energieträger.

Der skizzierte Verbrauch der EU im Jahr 2035 wäre nur zu realisieren, wenn

- die Förderung in der EU wesentlich langsamer zurückgeht als prognostiziert,
- die Förderung in Norwegen 2035 mindestens auf heutigem Niveau liegt und
- die Gas-Importe mindestens verdoppelt werden können.

Im Gegensatz zu den genannten Szenarien geht der ASPO Deutschland e.V. davon aus, dass Erdgas in Europa knapp werden wird [1 11].

Grundsätzlich ist an dieser Stelle festzuhalten, dass steigender Verbrauch wohl kaum mit den Energieeffizienzzielen der EU in Einklang zu bringen ist. Eine Reduktion der THG-Emissionen scheint ein erhöhter Verbrauch ebenfalls zu konterkarieren. Die EU peilt für das Jahr 2030 eine Reduktion der THG-Emissionen um mindestens 40% gegenüber 1990 an. Wo und wie der steigende Verbrauch an Erdgas kompensiert werden soll, geht aus den IEA-Szenarien nicht hervor.

Generell darf bezweifelt werden, dass Szenarien, die auf der Fortschreibung von Trends und Verbrauchszuwächsen basieren, mit Zielen des Klima- und Umweltschutzes in Einklang gebracht werden können.

3. Unkonventionelles Erdgas

In unkonventionellen Lagerstätten ist das Gas in wenig durchlässigen Kohle-, Schiefer- oder Sandsteinschichten eingeschlossen. In solchen Gesteinsschichten müssen erst durch hohen Druck Risse erzeugt werden, um ein Herausströmen des Gases zu ermöglichen.

3.1. Klassifizierung von unkonventionellem Erdgas nach der Lagerstätte

Unkonventionelles Erdgas wird unterschieden in

- tight gas (Gas, das im Muttergestein (Tonschiefer) verblieben und nicht in eine Gasfalle migriert ist, da das Gestein zu dicht war),
- coalbed methane bzw. coal seam gas (Gas, das unter Druck in den Gesteinsporen eines Kohleflözes lagert)
- shale gas (sogenanntes „Schiefergas“, Gas in Tonschiefer).

Für alle unkonventionellen Lagerstätten ist charakteristisch, dass der Gas- oder Ölgehalt je Gesteinsvolumen im Vergleich zu konventionellen Feldern klein ist, dass sie über eine große Fläche (km²) verstreut sind und dass sie eine sehr geringe Durchlässigkeit aufweisen. Daher sind für die Förderung derartiger Öl- oder Gasvorkommen besondere Verfahren notwendig.

Im Fall des unkonventionellen Erdgases weisen aber alle drei Typen ähnliche Fördertechniken auf („Fracking“, „Hydrofracking“ oder „Hydraulic Fracturing“: Das unkonventionelle Gas strömt der Förderbohrung nicht frei zu. Es müssen also bessere Wegsamkeiten für den Austritt des Gases geschaffen werden. Dazu wird über Bohrungen das Speichermedium in der Lagerstätte mit hohem hydraulischem Druck aufgebrochen und ein Gemisch aus Wasser, Quarzsand und chemischen Additiven in dieses Medium gepresst. In der Folge des hohen hydraulischen Drucks werden Risse im Medium erzeugt und die gewünschten Wegsamkeiten für einen besseren Gasfluss geschaffen.). Zu erwähnen ist auch, dass sich das „unkonventionell“ eigentlich nicht auf das Gas selbst bezieht, sondern viel mehr auf die nötigen Fördermethoden. Für diese Methoden sind ausgefeilte Technologien, große Mengen an Wasser sowie die Injektion von Zusätzen, die möglicherweise umweltschädlich sind, erforderlich [10].

Die Förder- bzw. Produktionsprofile unkonventioneller und konventioneller Kohlenwasserstoffe unterscheiden sich markant. Bei erstgenannten fällt die Förderrate bereits innerhalb des ersten Jahres deutlich ab. Zur Aufrechterhaltung der Fördermengen sind also jedes Jahr neue Bohrungen notwendig.

3.1.1. Bedeutung und Verfügbarkeit am Beispiel der USA

Ein Verfahren zur Förderung von Gas aus dichten Gesteinsschichten gibt es bereits seit den 1970er Jahren. Durch die Aufweichung von Beschränkungen im Rahmen des Safe Drinking Water Act (SDWA) durch den Energy Policy Act 2005 innerhalb der USA, den globalen Anstieg des Öl- und des daran gekoppelten Gaspreises und durch geringe Potenziale für die Förderung konventioneller Kohlenwasserstoffe wurde die Förderung von „Schiefergas“ in den USA attraktiv. Im Lauf der letzten Jahre stieg das Interesse entsprechender Firmen, „Schiefergas“ auch in Europa zu fördern.

Die folgende Abbildung stellt Schiefergasgebiete in den USA dar [I 12].

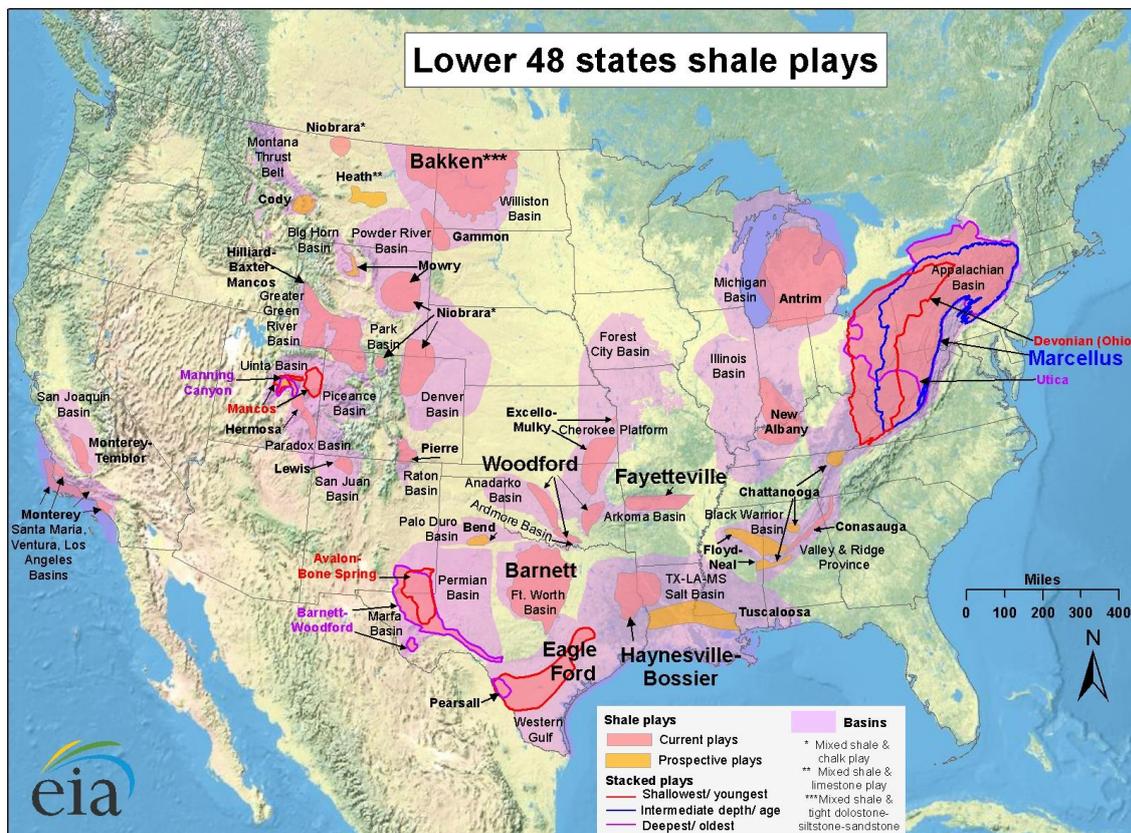
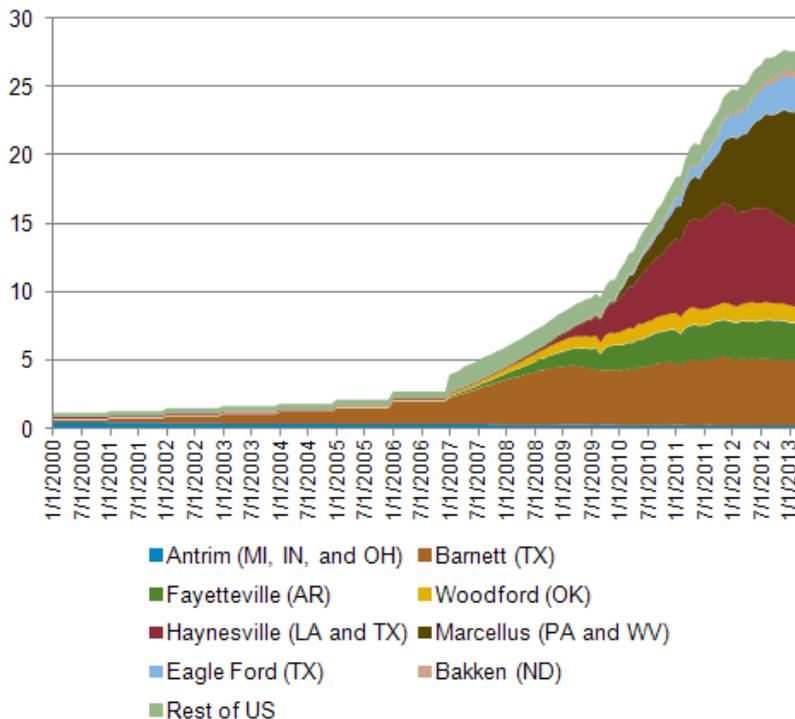


Abbildung 10: Schiefergasgebiete in den USA

Abbildung 11 stellt die extreme Zunahme der Förderung von Schiefergas in den USA seit dem Jahr 2000 dar [I 13]. Trocken steht hier für das Produktionsvolumen reduziert um die Verluste bei der Verarbeitung.

Monthly dry shale gas production

billion cubic feet per day



Source: Lippman Consulting, Inc. Gross withdrawal estimates are as of April 2013 and converted to dry production estimates with EIA-calculated average.
 Note: The 'Rest of US' data series has been revised up due to the Wolfcamp play being classified as a shale play.

Abbildung 11: Förderung von Schiefergas in den USA von 2000 bis 2013

Im Jahr 2000 wurden in den USA 9 Mrd. m³ Schiefergas gefördert. Bis 2005 nahm die Förderung auf 21 Mrd. m³/a zu, bis 2011 explodierte sie auf 224 Mrd. m³/a [I 14]. Das entspricht praktisch einem Faktor 25 – und das innerhalb von lediglich 11 Jahren!

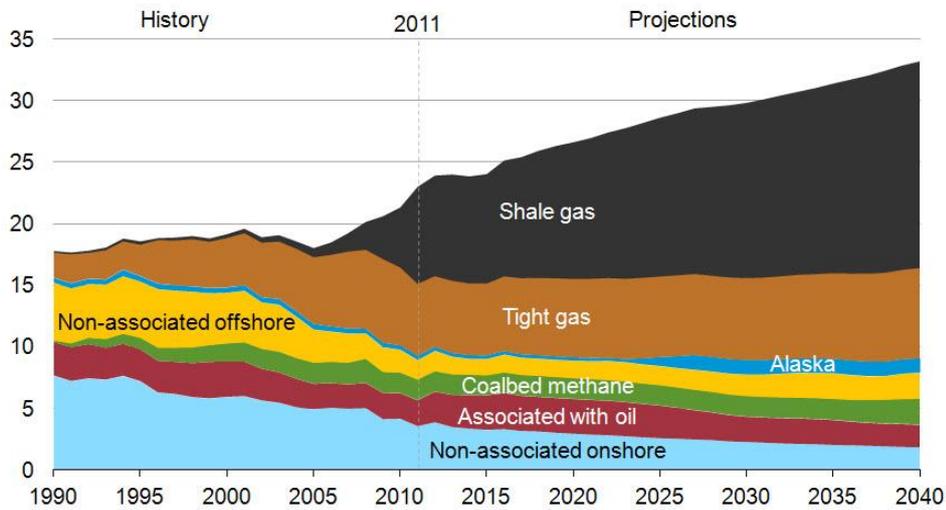
In der im Mai 2012 durch die IEA veröffentlichten Studie „Goldes Rules for a Golden Age of Gas“ wurden die unkonventionellen Gasressourcen in den USA auf 37 Bill. m³ geschätzt. Davon entfielen 24 Bill. m³ auf Schiefergas, 10 Bill. m³ auf Tight Gas und 3 Billionen auf Coalbed Methane. Die konventionellen Ressourcen wurden ebenfalls auf 37 Bill. m³ geschätzt.

Die BGR hingegen schätzt die konventionellen Ressourcen in den USA auf 25 Bill. m³, unkonventionelle Ressourcen werden mit ca. 27 Bill. m³ (13,6 Bill. m³ Schiefergas) angegeben (vgl. Seite 13). Konventionelle Reserven sollen in Höhe von 4,5 Bill. m³ vorhanden sein, unkonventionelle in Höhe von 3,25 Bill. m³, wovon 2,7 Bill. m³ auf Schiefergas entfallen [2]. Diese Reserven entsprechen etwa 2% der weltweiten vermuteten konventionellen Erdgasreserven.

Abbildung 12 stellt die Prognosen der EIA für die Förderung von unkonventionellem Erdgas dar. Es wird als möglich betrachtet, die Produktion von 224 Mrd. m³/a im Jahr 2011 bis 2040 weiter auf 473 Mrd. m³/a auszuweiten. Die gesamte Erdgas-Produktion soll von 651 Mrd. m³/a im Jahr 2011 auf 937 Mrd. m³/a im Jahr 2040 erhöht werden

[I 15].

U.S. dry natural gas production trillion cubic feet



Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2013 Early Release*

Abbildung 12: Förderszenario für unkonventionelles Erdgas in den USA

Laut Referenz-Szenario des Annual Energy Outlook 2013 werden die USA ab dem Jahr 2020 zum Nettoexporteur von Gas, siehe Abbildung 13 (eigene Darstellung) [I 16].

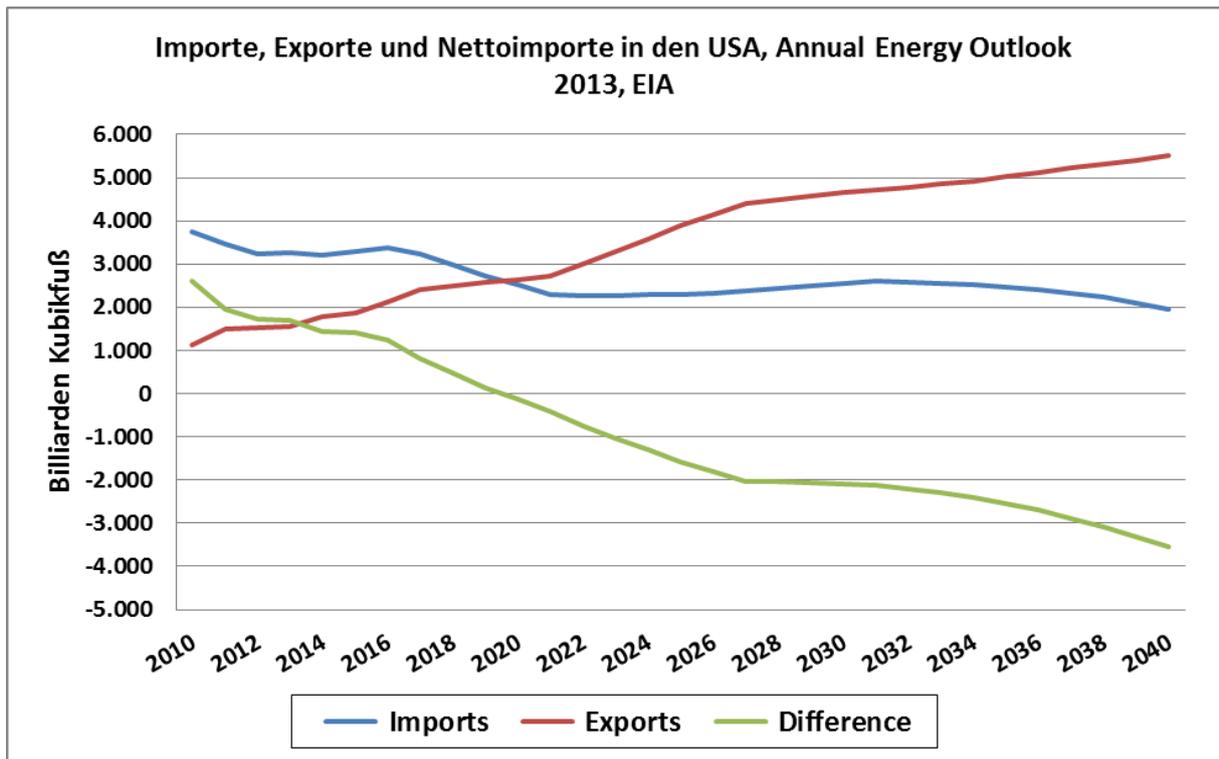


Abbildung 13: Import und Export von Gas in den USA von 2010 bis 2040

Die nächste Abbildung (eigene Darstellung) zeigt die Entwicklung der laut EIA sicheren Schiefergasreserven in den USA bis zum Jahr 2010 [1 17].

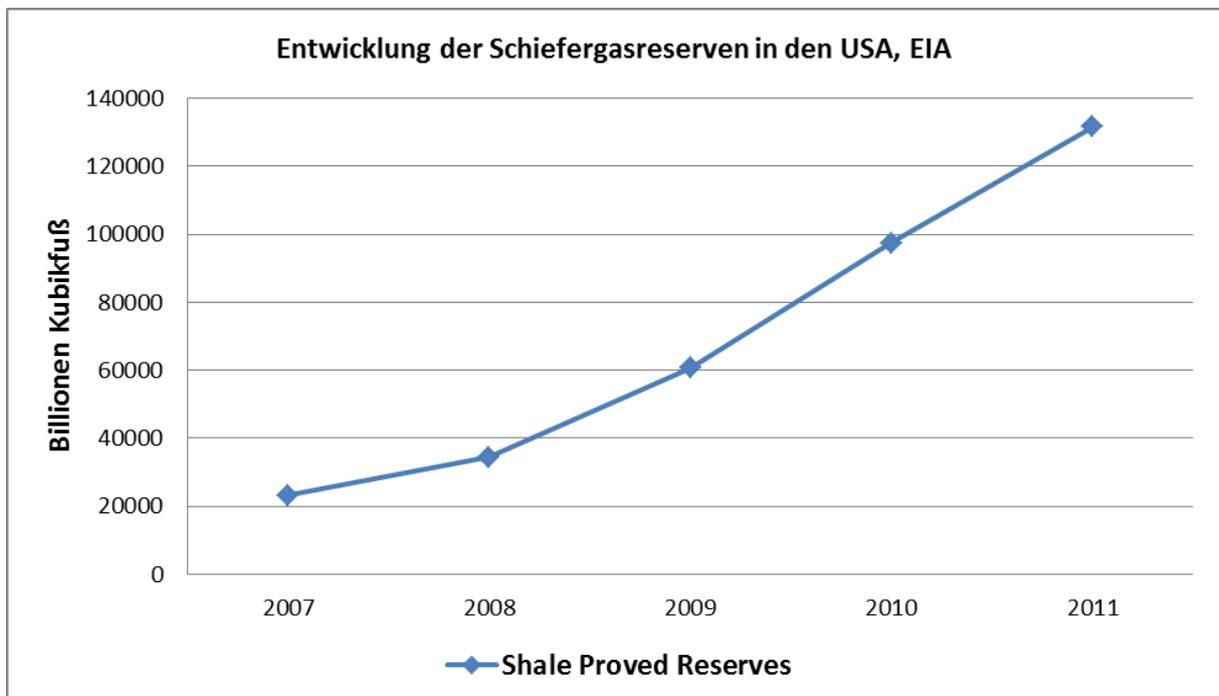


Abbildung 14: Entwicklung der gesicherten Schiefergasreserven in den USA laut EIA

3.1.1.1. Erdgas in den USA – Reichweiten

Die folgende Tabelle stellt die wesentlichsten Aussagen nochmals dar.

Verbrauch [Bill. m ³ /a]	Förderung [Bill m ³ /a]		Reserven [Bill. m ³]		Ressourcen [Bill. m ³]	
	konv. + unkonv.	konv.	unkonv.	konv.	unkonv.	konv.
0,69	0,427	0,224	4,5	3,25	25 – 37	27 – 37

Tabelle 8: wesentliche Aussagen zu Erdgas in den USA

Da betreffend den Verbrauch keine Unterscheidung nach konventionellem und konventionellem Gas vorliegt, wird hier zur Bestimmung der Reichweiten vorerst die Fördermenge herangezogen.

Gemäß Tabelle 8 ergibt sich für die konventionellen Reserven eine Reichweite von 11 Jahren, für die konventionellen Ressourcen eine Reichweite von 59 bis 87 Jahren und für das verbleibende konventionelle Potenzial eine Reichweite von 69 bis 98 Jahren.

Die Reichweite für die unkonventionellen Reserven beträgt 15 Jahre, für die unkonventionellen Ressourcen 121 bis 165 Jahre und für das verbleibende unkonventionelle Potenzial 135 bis 180 Jahre.

Für die gesamten Reserven beträgt die Reichweite 12 Jahre, für die Ressourcen 80 bis 114 Jahre und für das verbleibende Potenzial 92 bis 126 Jahre. Betrachtet man nun auch die Reichweite bezogen auf den gesamten Verbrauch, so ergibt sich für die Reserven eine Reichweite von 11 Jahren, für die Ressourcen eine von 75 bis 107 Jahren und für das verbleibende Potenzial eine von 87 bis 118 Jahren. Die folgende Tabelle fasst die Reichweiten nochmals zusammen.

	Reichweite - Verbrauch	Reichweite - Förderung
konventionelle Reserven	-----	11
konventionelle Ressourcen	-----	59 – 87
verbleibendes konventionelles Potenzial	-----	69 – 98
unkonventionelle Reserven	-----	15
unkonventionelle Ressourcen	-----	121 – 165
verbleibendes unkonventionelles Potenzial	-----	135 – 180
Reserven gesamt	11	12
Ressourcen gesamt	75 – 107	80 – 114
verbleibendes Potenzial gesamt	87 – 118	92 – 126

Tabelle 9: Reichweiten der Erdgasvorkommen in den USA, eigene Berechnungen, Daten: EIA, BGR

Das gesamte verbleibende Potenzial weist also eine durchaus hohe Reichweite auf, allerdings nur aufgrund der Ressourcen. Wie bereits erwähnt, sind diese Angaben mit großer Vorsicht zu beurteilen (lückenhaften Daten; mangelnde Sicherheit, ob diese Mengen überhaupt zur Verfügung stehen;...). Die Reserven stehen also nur kurzfristig zur Verfügung, während für Investitionen in Erdgas in der Regel mehrere Jahrzehnte relevant sind. Bis dahin ist also eine Verknappung von Erdgas zu erwarten.

Langfristig betrachtet spielt all das nur eine geringe Rolle. Da die fossilen Energieträger unausweichlich zur Neige gehen, stehen über kurz oder lang nur erneuerbare Energieträger zur Verfügung, die weitestgehend CO₂-neutral genutzt werden können. Kurzfristig allerdings stehen (steigende) Investitionen in fossile Energieträger dem Ausbau der erneuerbaren und damit auch einer Energiewende im Weg.

3.1.2. Bedeutung und Verfügbarkeit unter Berücksichtigung internationaler, europäischer und nationaler Aspekte

Im Jahr 2011 schätzte die IEA die weltweiten unkonventionellen Ressourcen auf 331 Bill. m³, wovon 208 Bill. m³ auf Schiefergas entfallen sollen. Global betrachtet sollen bis 2035 vor allem die USA, China, Australien und Indien große Rollen als Produzenten spielen. Aus der EU wurde lediglich Polen unter den 10 größten Produzenten gesehen [9]. Die BGR schätzte die weltweiten unkonventionellen Ressourcen auf rund 270 Bill. m³, wovon 157,5 Bill. m³ auf Schiefergas entfallen sollen.

Die weltweiten unkonventionellen Reserven gibt die BGR mit 4,6 Bill. m³ an, wovon 2,7 Bill. m³ auf Schiefergas und 1,5 Bill. m³ auf Coalbed Methane entfallen sollen, womit für Tight Gas 0,4 Bill. m³ verbleiben [2]. Interessant ist, dass die BGR allem Anschein nach sämtliche Schiefergas-Reserven in den USA verortet. Die folgende Tabelle stellt neben Reserven und Ressourcen auch den weltweiten Verbrauch und die weltweite Förderung dar.

Verbrauch [Bill. m ³ /a]	Förderung [Bill. m ³ /a]	Reserven [Bill. m ³]	Ressourcen [Bill. m ³]
3,3	3,3	4,6	270 – 331

Tabelle 10: Verbrauch und Förderung weltweit sowie unkonventionelle Reserven und Ressourcen

Da Verbrauch und Fördermenge hier wieder gleich groß sind, entfällt die Unterscheidung nach der jährlichen Bezugsgröße. Die Reichweite für die unkonventionellen Reserven beträgt 1,4 Jahre, jene für die unkonventionellen Ressourcen 82 bis 100 Jahre. Damit ergibt sich für das verbleibende unkonventionelle Potenzial eine Reichweite von 83 bis 102 Jahren. Tabelle 11 fasst die Reichweiten nochmals zusammen.

	Reichweite
unkonventionelle Reserven	1,4
unkonventionelle Ressourcen	82 – 100
verbleibendes Potenzial	83 – 102

Tabelle 11: Reichweiten [a] von unkonventionellem Erdgas weltweit

Die unkonventionellen Reserven fallen also kaum ins Gewicht. Die Reichweite der unkonventionellen Ressourcen ist allerdings beachtlich. Betrachtet man konventionelles (Reichweiten siehe Tabelle 4) und unkonventionelles Erdgas gemeinsam, so ergeben sich die folgenden Reichweiten: Die Reserven haben eine Reichweite von rund 60 Jahren, die Ressourcen eine von 175 bis 228 Jahren. Die Reichweite für das verbleibende Potenzial liegt zwischen 235 und 289 Jahren. Die folgende Tabelle fasst alle Reichweiten nochmals zusammen.

	Reichweite		
	konventionell	unkonventionell	gesamt
Reserven	59	1,4	60
Ressourcen	93 – 128	82 – 100	175 – 228
verbleibendes Potenzial	152 – 187	83 – 102	235 – 289

Tabelle 12: Reichweiten [a] von konventionellem, unkonventionellem und gesamten Erdgas weltweit

Erdgas würde also tatsächlich noch sehr lange zur Verfügung stehen. Gegen die Nutzung sämtlicher Ressourcen und Reserven spricht neben der Unzuverlässigkeit der Daten allerdings auch das +2°C Ziel.

3.1.2.1. Situation in der EU

Laut BGR gibt es in der EU keine unkonventionellen Reserven [2]. Die unkonventionellen Ressourcen werden mit 13,1 Bill. m³ (davon 11,8 Bill. m³ Schiefergas) angegeben. Die folgende Tabelle fasst Verbrauch, Fördermenge, unkonventionelle Reserven und unkonventionelle Ressourcen innerhalb der EU zusammen.

Verbrauch [Mrd. m ³ /a]	Förderung [Mrd. m ³ /a]	Reserven [Mrd. m ³]	Ressourcen [Mrd. m ³]
466,7	173,2	0,0	13.141,0

Tabelle 13: unkonventionelles Erdgas in der EU

Die IEA geht davon aus, dass die Gewinnung von unkonventionellem Erdgas in der EU im Jahr 2035 10% der Nachfrage decken wird (bezogen auf den Verbrauch im Jahr 2011 etwa 46,67 Mrd. m³/a bzw. 67 Mrd. m³/a (siehe Tabelle 7) [9]. Weiter Daten zu den Annahmen liegen nicht vor.

Bezogen auf den Verbrauch beträgt die Reichweite der unkonventionellen Ressourcen 28 Jahre, bezogen auf die Fördermenge 76 Jahre. Da es keine unkonventionellen Reserven gibt, entsprechen diese Reichweite jenen für das verbleibende Potenzial.

	Reichweite - Verbrauch	Reichweite - Fördermenge
unkonventionelle Reserven	0	0
unkonventionelle Ressourcen	28	76
verbleibendes Potenzial	28	76

Tabelle 14: Reichweiten [a] von unkonventionellem Erdgas in der EU

Der deutliche Unterschied zwischen den Reichweiten erklärt sich durch die Diskrepanz zwischen Verbrauch und Fördermenge, die speziell in der EU sehr weit auseinanderklaffen. Besonders für die EU gilt es auch darauf hinzuweisen, dass eine verstärkte Nutzung von Erdgas vor allem langfristig den Effizienz- und THG-Emissions-Reduktionszielen widerspricht.

3.1.2.2. Situation in Österreich

In Österreich gibt es keine Erhebungen zu Potenzialen an unkonventionellem Erdgas, also auch nicht zu Schiefergas, und zwar nicht einmal von Seiten der Geologischen Bundesanstalt. Auch von Seiten der Unternehmen wie OMV oder RAG gibt es keine Aufträge in dieser Richtung [Janda, C. 2013].

Gemäß österreichischen Medien wollte die OMV ab dem Jahr 2020 die Ausbeutung unkonventioneller Erdgaslagerstätten beginnen. Österreich sollte danach zu urteilen 30 Jahre lang zur Gänze mit Schiefergas versorgt werden können. Das heißt, dass die Erdgas-Reserven auf rund 10.000 PJ geschätzt werden (vgl. Abschnitt 2.2). Der Konzern hatte ursprünglich ab Sommer 2013 geplant, zwei Probebohrungen bei Herrnbaumgarten und im benachbarten Poysdorf bis in etwa 6.000 Meter Tiefe durchzuführen. 2019 sollte bekannt gegeben werden, ob eine Förderung wirtschaftlich ist.

Die Kosten der Erkundungsbemühungen wurden mit 130 Mio. Euro beziffert. Die Hälfte davon sollte auf die reine Bohrung bis in 6000 Meter Tiefe entfallen, 10 bis 15 Millionen Euro auf das Fracking und der Rest auf Kosten für Infrastruktur wie den Bau von Gas- und Wasserleitungen [I 18]. Bürgerproteste und die Einführung einer UVP-Pflicht verhinderten die Umsetzung.

Schenkt man den Pressemitteilungen Glauben, so hat die OMV von diesen Explorationsplänen in Österreich abgesehen. Das hindert das Unternehmen allerdings keineswegs daran, entsprechendes Lobbying für Vorgaben auf EU-Ebene zu betreiben [I 19]. So ist die OMV in den „Top 16 European Permit Holders in Shale Gas“ mit einem „Potenziellen Hotspot“ beim „Bowland Shale“ in Großbritannien verzeichnet [I 20].

Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Bohrturm der Firma drilltec (Juli 2013) in Erdpreß (Weinviertel, Niederösterreich). Offiziell steht diese Aktivität nicht im Zusammenhang mit Fracking.



Abbildung 15: Bohrturm in Erdpreß (Firma drilltec, Juli 2013)

3.2. Exkurs: kritische Betrachtung von Szenarien für Schiefergas

Die folgende Grafik zeigt Angaben zu den Schiefergasressourcen in den USA und Polen [2].

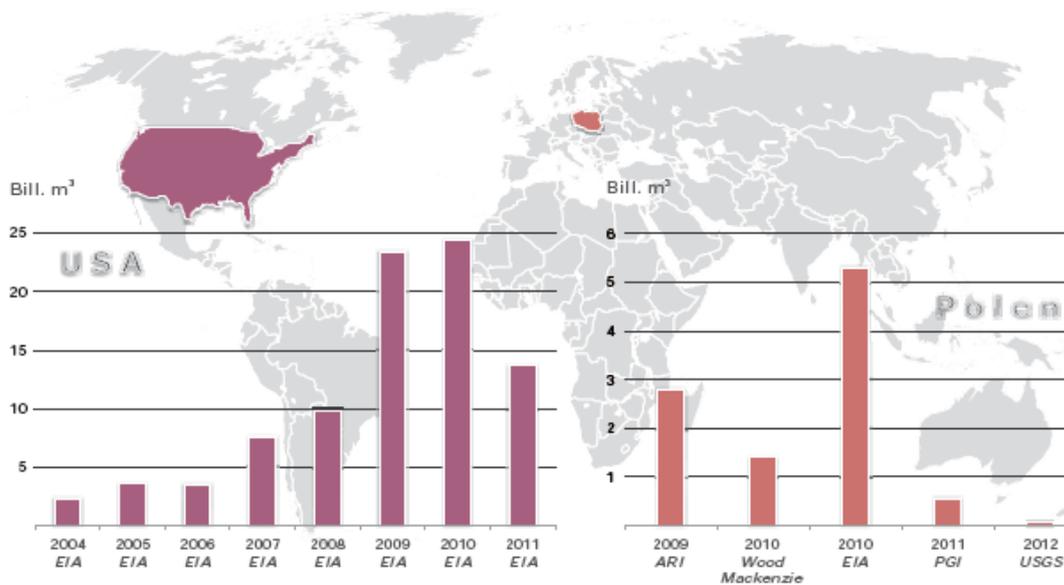


Abbildung 16: Vergleich der Abschätzungen der Schiefergasressourcen in den USA und in Polen

Die extreme Bandbreite der Schätzungen für Polen (~ Faktor 100) erklärt sich aus unterschiedlichen Methoden und Diskrepanzen in den Ausgangsparametern [2]. Ähnliche Differenzen gibt es auch bei den Abschätzungen für Großbritannien. Hier hieß es, dass Schiefergas den derzeitigen Bedarf für 1 bis 14, 8 Jahre decken kann, oder aber auch für 1.500 Jahre [I 21].

Die Beispiele verdeutlichen, dass Prognosen mit Vorsicht zu genießen sind. Darauf weist auch die EIA selbst hin – Abschätzungen über Ressourcen sind höchst ungewiss bis diese durch Bohrungen bestätigt werden; Schätzungen außerhalb der USA werden auf Basis ähnlicher Schiefer-Formationen wie in den USA extrapoliert [I 22].

Die Schätzungen der EIA für die USA zeigen nach einem leicht variierenden Anstieg der Schiefergasressourcen bis 2010 für das Jahr 2011 einen deutlichen Rückgang. Diese Reduktion entspringt einer Revision der Potenzialabschätzungen für den Marcellus-Shale. Aufgrund verbesserter geologischer-technischer Kenntnisse musste das Potenzial signifikant reduziert werden. Andere Vorkommen wurden trotz Erkenntnisgewinn mit ähnlichen Potenzialen wie früher abgeschätzt. Insgesamt ist die Neubewertung der Ressourcen also weiterhin kritisch zu betrachten [2].

Während die EIA 2011 noch 862 tcm „Technically Recoverable Shale Gas Resources“ angab, sind es 2013 nur mehr 567 tcm „unproved wet shale gas technically recoverable resources (wet natural gas volumes were determined by multiplying the Annual Energy Outlook 2013 dry unproved natural gas resource estimate by 1.045 so as to include Natural Gas Plant Liquids), also eine Reduktion dieser Ressourcen von über 30% [I 230].

Wie bereits beim konventionellen Erdgas der Fall, gibt es auch hier Kritik an den Abschätzungen zur Verfügbarkeit von Schiefergas. Beispiele dafür sind:

- „What the Frack? Is there really 100 years' worth of natural gas beneath the United States?“ Bericht von Chris Nelder (USA, Energieanalyst, Berater für Wirtschaft und Regierung) aus dem Jahr 2011 [I 23]
- „Drill, Baby, Drill. Can unconventional fuels usher in a new era of energy abundance“ Report von J. David Hughes (Kanadischer Geowissenschaftler, der seit 32 Jahren für "Geological Survey of Canada" als Wissenschaftler und Forschungsmanager tätig ist, derzeit Präsident der Global Sustainability Research Inc., einem Beratungsunternehmen für die Forschung im Bereich Energie und Nachhaltigkeit) aus dem Jahr 2013 [I 24]

- „Shale and Wall Street. Was the decline in natural gas orchestrated?“ Bericht von Deborah Rogers (Finanzanalystin, Mitglied des beratenden Ausschusses der Federal Reserve Bank of Dallas, eine der ersten, die sich mit Fragen zur Wirtschaftlichkeit von Schiefergas beschäftigte) aus dem Jahr 2013

[1 25]

- „Fossile und Nukleare Brennstoffe – die künftige Versorgungssituation“ Energy Watch Group aus Deutschland mit der Studie aus dem Jahr 2013 [1 26]

Die folgende Darstellung der wesentlichsten Kritikpunkte basiert auf dem Bericht der Energy Watch Group [23]:

- Die Schiefergasförderung in den USA ist nahe am Fördermaximum. Die Fördercharakteristik der einzelnen Bohrungen bewirkt, dass die Förderung sehr schnell nachlässt (bereits im ersten Jahr kann der Förderrückgang einzelner Gasfördersonden 70 bis 85 Prozent betragen). Der um das Jahr 2015 vermutete Förderrückgang der Schiefergasförderung in den USA wird dann den Förderrückgang der konventionellen Erdgasfelder verstärken. Das durch die fehlende konventionelle Förderung ausgelöste Defizit ist so groß, dass die dann rückläufige Schiefergasförderung zu einem Zusammenbruch der Gasversorgung in den USA führen kann, wenn dies nicht rechtzeitig durch neue Importkapazitäten ausgeglichen wird. Um das Jahr 2030 wird die Gasförderung in den USA vermutlich deutlich unter dem heutigen Niveau liegen (siehe Abbildung 18, Abbildung 19 zeigt ein typisches Förderprofil). Zum Vergleich: die IEA informiert am Fallbeispiel des Barnett Shales über folgende Werte beim Rückgang der Produktion (siehe Abbildung 17).

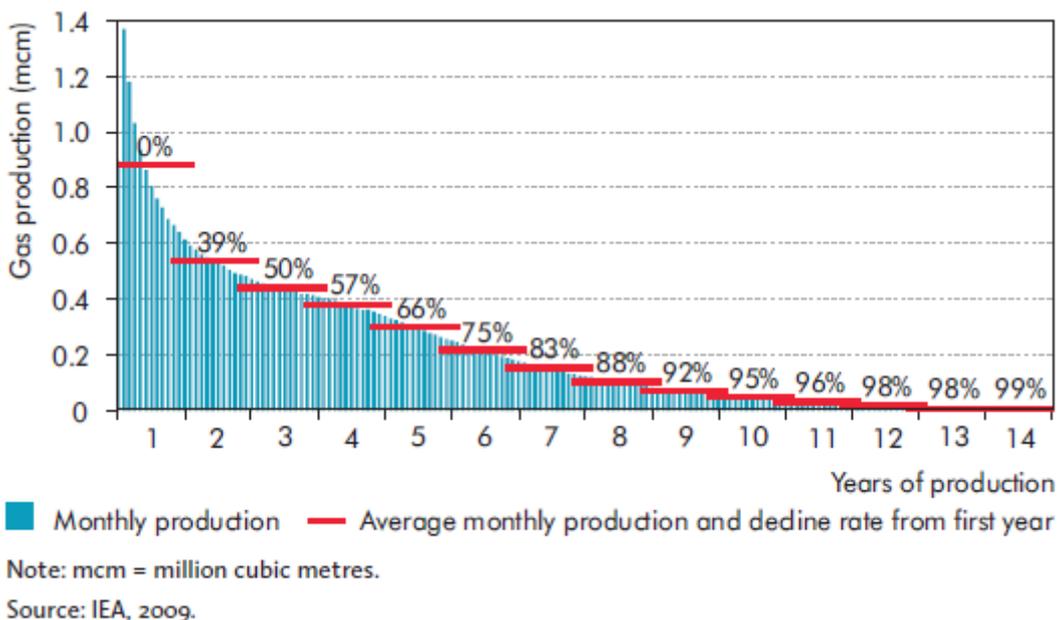


Abbildung 17: Rückgang der Förderrate im Barnett Shale laut IEA

- Die unkonventionelle Schiefergasförderung wird in Europa sicher nicht die Rolle spielen wie in den USA. Die geologischen, geographischen und industriellen Voraussetzungen sind in Europa wesentlich ungünstiger. Um den Erdgasbedarf Europas auf heutigem oder leicht steigendem Niveau bei sinkender heimischer Förderung zu bedienen, müssen bis 2020 mehr als 200 Mrd. m³/a zusätzlich importiert werden.

Im Gegensatz zur IEA – 10% der Nachfrage bis 2035 über unkonventionelles Erdgas abdeckbar [9] – geht eine Studie im Auftrag des europäischen Parlaments aus dem Jahr 2011 davon aus, dass sich der Anteil der unkonventionellen Bohrstellen an der europäischen Gasförderung in den kommenden Jahrzehnten auf weniger als 5% belaufen wird und damit 2 – 3% des Gasbedarfs decken kann [10]. Dafür wären 500 bis 800 neue Bohrungen pro Jahr notwendig, unter der Annahme, dass die Ausbeute pro Bohrloch pro Monat um 5,5% abnimmt. Derzeit gibt es rund 60 Bohranlagen für Gas in Europa. Nur ein Bruchteil davon ist für die Förderung von Schiefergas geeignet. In den USA werden seit 2005 pro Jahr etwa 32.000 Bohrungen durchgeführt. Vergleichbares lässt sich in Europa auch auf Grund der hohen Besiedlungsdichte nicht realisieren [1 27].

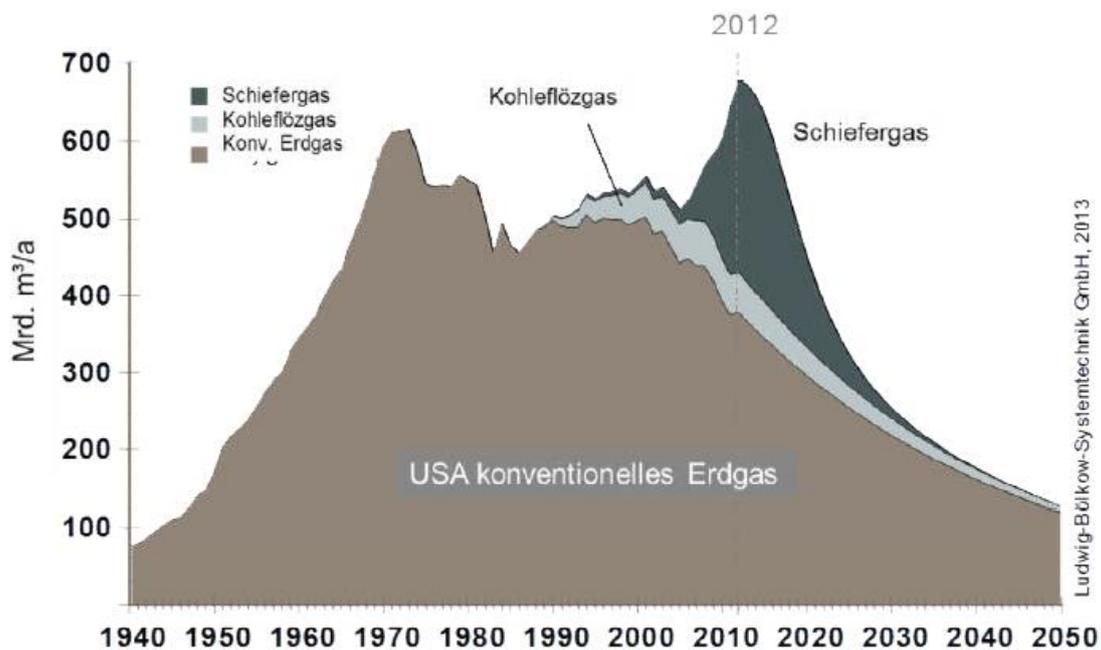


Abbildung 18: Gasförderung in den USA von 1940 bis 2012 und Szenario bis 2050 unter Berücksichtigung von konventioneller und unkonventioneller Förderung

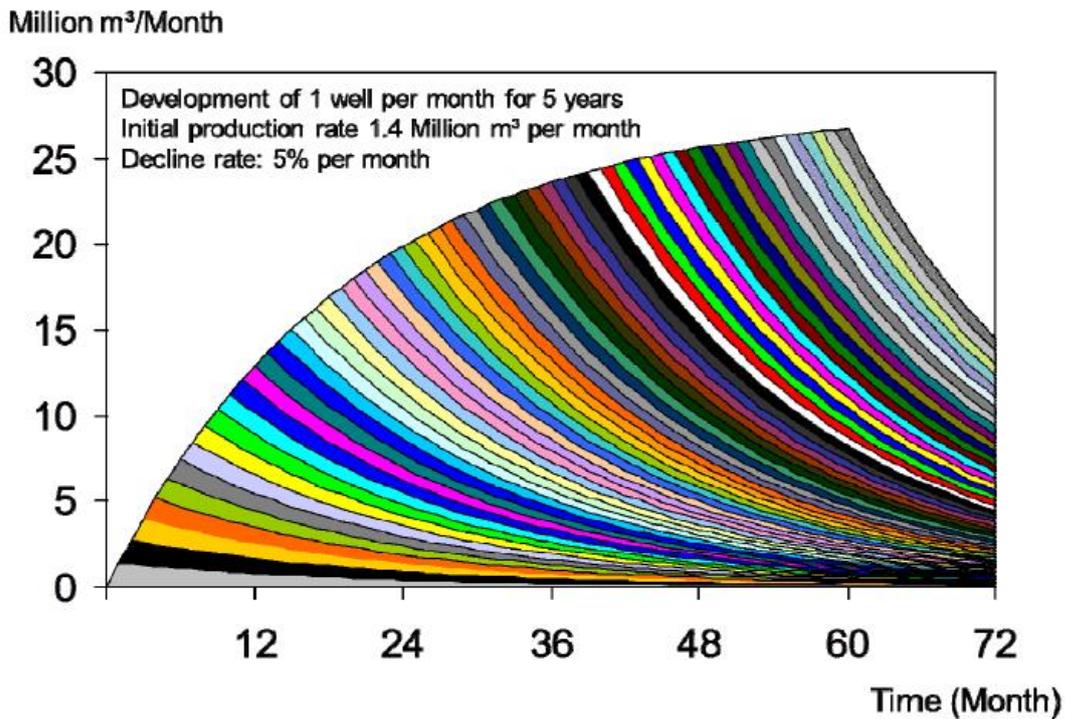


Abbildung 19: Förderprofil bei einer konstanten Erschließungsrate von einer Bohrstelle pro Monat

Die IEA geht mit dem World Energy Outlook 2013 davon aus, dass mit einem Peak für das Fracking (unkonventionelle flüssige (LTO – light tight oil) und gasförmige Kohlenwasserstoffe) in den USA nach dem Jahr 2025 zu rechnen ist.

Die OPEC teilt in ihrem World Oil Outlook 2013 mit, dass nach 2018 mit einem Peak für unkonventionelle flüssige Kohlenwasserstoffe in den USA zu rechnen ist [25].

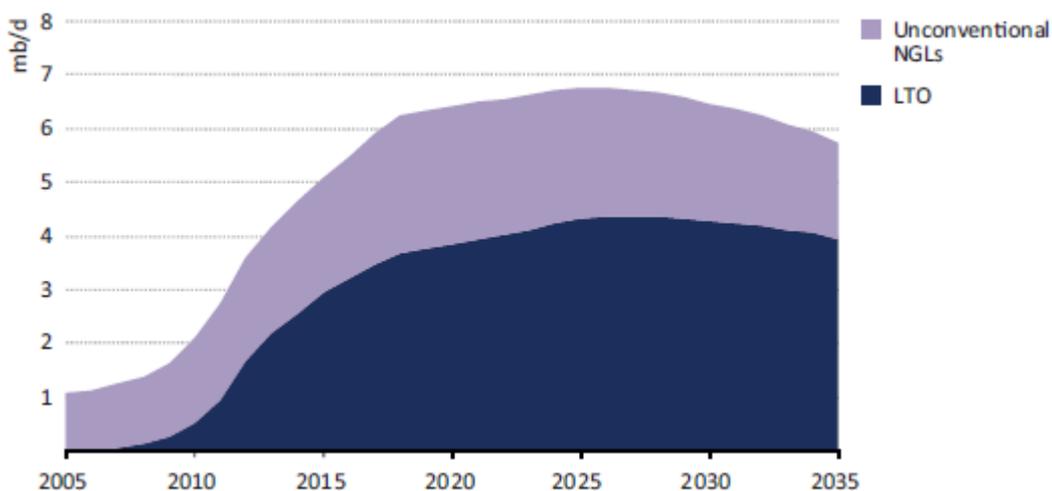


Abbildung 20: Verlauf der Produktion von unkonventionellen flüssigen (LTO) und gasförmigen Kohlenwasserstoffen laut New Policies Scenario der IEA

Fallbeispiel Barnett Shale in den USA:

Das Barnett Shale in Texas leistete bisher den größten Beitrag zur Schiefergasgewinnung. Eine Grafik aus einer Studie der Universität von Texas in Austin (Bureau of Economic Geology), legt die Vermutung nahe, dass der Peak für dieses Shale im Jahr 2012 erreicht wurde [1 28], [1 29]. Der Universität von Texas nach zu urteilen wurden bis 2013 in diesem Shale 18.500 Bohrungen durchgeführt. Bis 2030 könnten weitere 10.000 dazu kommen. Das Gebiet umfasst eine Fläche von 13.000 km², wobei im Durchschnitt auf 0,7 km² eine Bohrung kommt [1 30].

Production Outlook for the Barnett Shale through 2030

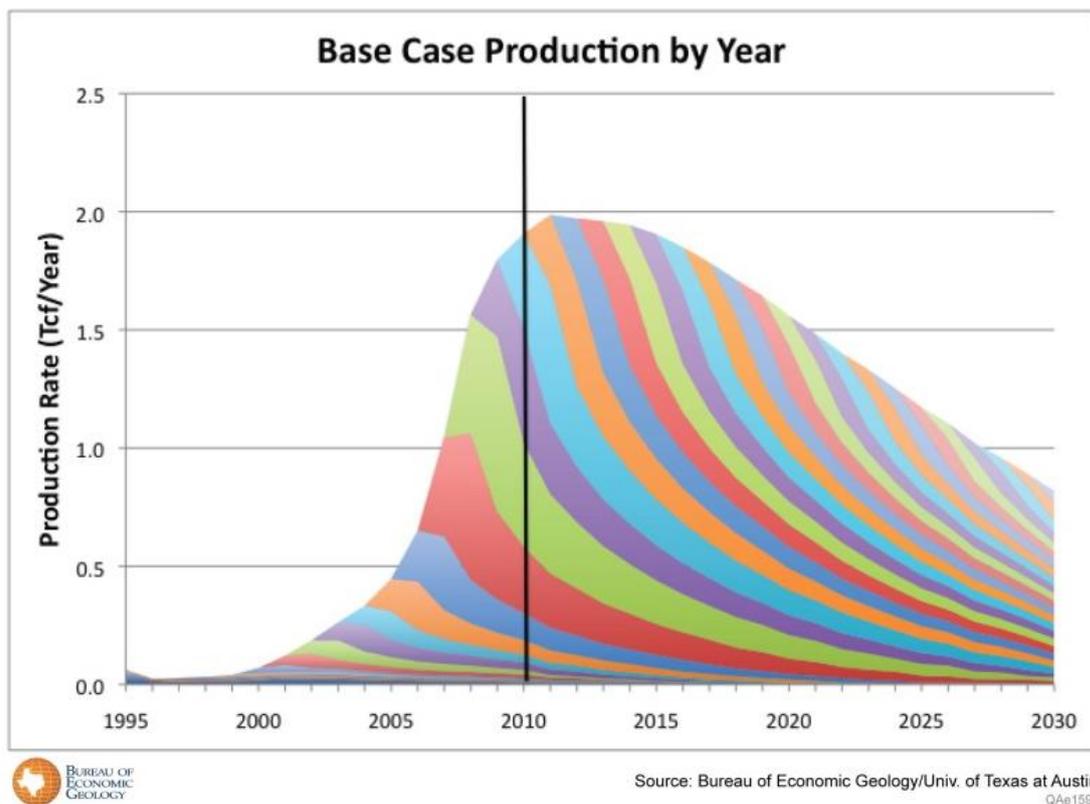


Abbildung 21: Basisszenario für das Barnett Shale in Texas – Peak im Jahr 2012?

3.3. Fracking

Zahlreiche Studien zu diesem Thema, die u. a. durch Einrichtungen der EU oder deutsche Behörden beauftragt wurden, sind im Internet verfügbar. Nachfolgend wird eine Auswahl davon zur Darstellung der Eigenschaften von Fracking herangezogen. Bestehende oder

notwendige rechtliche Vorgaben im Zusammenhang mit der Förderung unkonventioneller Kohlenwasserstoffe werden im Rahmen der gegenständlichen Studie nicht betrachtet.

Die Durchlässigkeit der Speichergesteine von unkonventionellem Erdgas ist sehr gering. Deshalb müssen für die Gewinnung zusätzlich bessere Wegsamkeiten für den Austritt des Gases geschaffen werden. Dazu wird das Gestein mit hohem hydraulischem Druck aufgebrochen („gefrackt“). Durch dieses gezielte Aufbrechen des Gesteins wird die Produktivität einer Lagerstätte erhöht.

Der Begriff „Fracking“ bezeichnet also jene Verfahren, bei denen eine Injektion von Fluiden unter hohem Druck in offene horizontale Bohrlochabschnitte (d.h. unverrohrte Abschnitte bzw. perforierte oder geschlitzte Rohre) das Speichergestein aufgebrochen wird. Neben Stützmitteln und Chemikalien werden für das Fracking-Verfahren in Schieferformationen bis zu mehrere Millionen Liter Wasser je Bohrloch verbraucht [20], [10] (vgl. zum Wasserverbrauch ausführliche Informationen im Abschnitt 3.3.2.3).

3.3.1. Verfahren zur Gewinnung

Der gesamte Prozess der Erkundung und Ausbeutung unkonventioneller Lagerstätten umfasst unter anderem die folgenden Phasen, wobei lediglich die Punkte Stimulation (und der damit zusammenhängende Bohrlochausbau) und damit der erhöhte Wasser- und Chemikalienverbrauch fracking-spezifisch sind [21]:

- Erkundung (Exploration)
- Standortwahl und Einrichten des Bohrplatzes
- Bohren und Komplettieren
- Stimulation – das Fracking
- Gewinnung
- Bohrplatz Rückbau/Renaturierung

Bei der Erschließung unkonventioneller Gas-Lagerstätten kommen im Wesentlichen dieselben Bohranlagen und Bohrtechniken zum Einsatz, wie sie bei der Erschließung von konventionellen Lagerstätten auch eingesetzt werden. Das gilt auch für die Dimensionen der Bohrungen (Teufe, Länge). Die hydraulische Stimulation erfolgt nach Abschluss der Bohrarbeiten am fertig ausgebauten Bohrloch.

In der industriellen Anwendung der hydraulischen Stimulation kommen zahlreiche Verfahren und Systeme zum Einsatz, welche ständig weiterentwickelt werden. Eine schematische Darstellung der obertägigen Anlagenteile zeigt die folgende Abbildung [21].

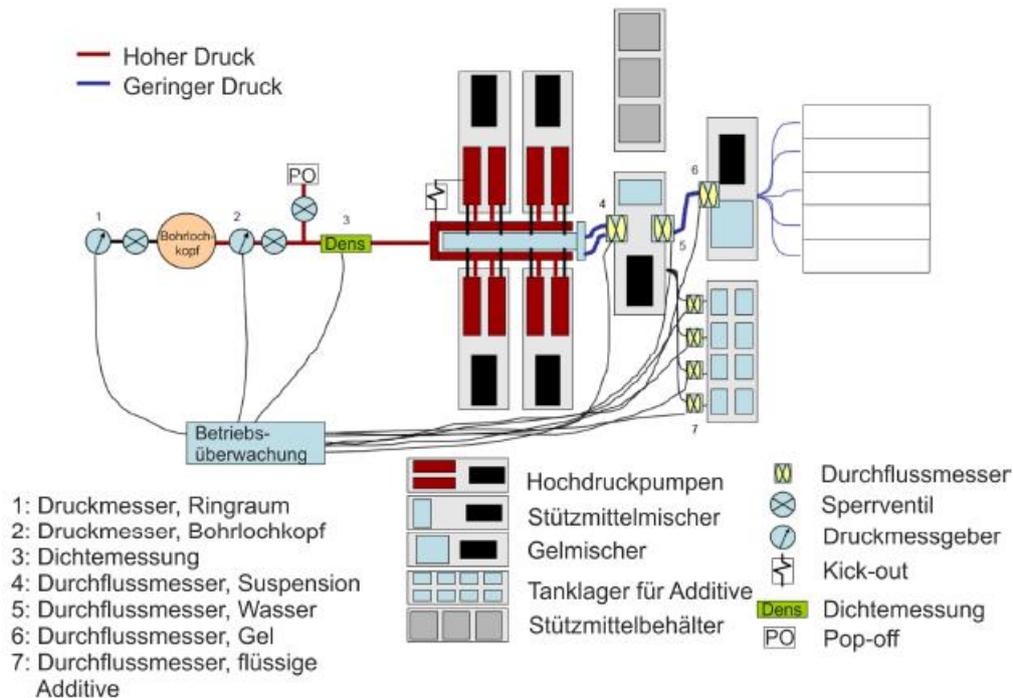


Abbildung 22: schematische Darstellung einer Anlage zur hydraulischen Stimulation

Das Fracken von horizontalen Bohrstrecken ist eine Weiterentwicklung der zuvor routinemäßig in vertikalen und abgelenkten Bohrungen angewandten Technik. Alle basieren zwar auf denselben mechanischen Grundlagen, unterscheiden sich aber in einer Vielzahl von Punkten. Einerseits bestehen ganz grundsätzliche Unterschiede in der Art und der Zusammensetzung der Frack-Fluide und der Art der Stützmittel und andererseits darin, wie die Fluide effektiv/dauerhaft in die erzeugten Risse eingebracht werden [21].

Bei der Erschließung von Schiefergas-Lagerstätten kommen vermehrt horizontale Bohrungen zum Einsatz, die abschnittsweise gefrackt werden. Eine Frack-Maßnahme beginnt an der tiefsten Stelle eines Bohrlochs und wird in mehreren, nacheinander stimulierten Abschnitten durchgeführt. Die Abschnitte werden jeweils durch Packer (Ringraumabdichtungen) vom Rest des Bohrlochs isoliert. Je nach Gesteinseigenschaften können die einzelnen Abschnitte der Bohrung verrohrt und zementiert, verrohrt oder unverrohrt sein [21].

Die Dauer einer Frack-Maßnahme beträgt nur wenige Stunden. Beim Multistage-Fracking addieren sich diese Beträge entsprechend der Anzahl der Abschnitte (stages), welche gefrackt werden.

Frack-Flüssigkeiten werden an der Oberfläche durch Kreiselpumpen gemischt und unter niedrigem Druck zum Bohrloch befördert. Hochdruck-Verdrängungspumpen pressen das fertig gemischt Fluid (Suspension) in das Bohrloch, und zwar in einer Rate größer als jene, mit der das Fluid durch Infiltration in das umgebende Gestein die Bohrung wieder verlässt [21].

Der Ablauf einer Frack-Maßnahme gliedert sich in folgende Phasen [21]:

1. Säure-Phase: Verdünnte Salzsäure (HCl) dient der Säuberung des Bohrlochs von Zementrückständen im Bereich der perforierten Verrohrung, dem Lösen von Karbonaten sowie der Erweiterung und dem Aufbrechen bereits bestehender Klüfte im Nahbereich der Bohrung.
2. Füll-Phase (pad stage): Frack-Fluid, u.a. mit reibungsmindernden Zusätzen, wird ohne Stützmittel unter stufenweise erhöhtem Druck und Verpressraten eingepresst. Die Rissbildung wird dadurch eingeleitet.
3. Stütz-Phase (prop stage): In dieser Phase wird nach eingeleiteter Rissbildung dem Fluid eine stufenweise erhöhte Konzentration Stützmittel zugegeben. Aufgrund der Infiltration des Fluids in das umgebende Gestein erhöht sich die Konzentration des Stützmittels in der verbleibenden Suspension während sie durch den Riss strömt. Ziel ist ein gleichmäßiges Füllen des Risses mit dem Stützmittel. Die Suspension mit geringer Stützmittelkonzentration, mit welcher die Stütz-Phase eingeleitet wird, legt die längste Strecke im Riss zurück und verliert somit am meisten Fluid durch Infiltration in das Gestein. Zum Ende der Stützphase wird Suspension hoher Konzentration verpresst.
4. Spül-Phase (flush stage): Diese Phase dient dazu, in der Bohrung verbliebenes Stützmittel in den Riss zu spülen. Dazu wird Wasser verwendet. Danach wird das Einpressen von Fluid beendet und die Bohrung für einige Zeit verschlossen (shut-in). Durch die anhaltende Infiltration in das Gestein sinkt der Druck allmählich ab und der erzeugte Riss schließt sich, soweit es das Stützmittel zulässt.

Am Ende des Frackvorgangs – vor Förderung des Erdgases – wird das eingepresste Frack-Fluid zurückgepumpt. Neben dem Quarzsand, der als Stützmittel die künstlich erzeugten Risse offen hält, verbleibt auch ein Teil des Frack-Fluids einschließlich der chemischen Additive in der Lagerstätte. Allerdings strömen das Gas und das in der Lagerstätte vorhandene Lagerstättenwasser dem Bohrloch nun praktisch ungehindert zu und können gefördert werden. Nachfolgende Grafiken stellen beispielhaft dar, wie sich die Erschließung von unkonventionellen Gaslagerstätten gestalten kann [5].

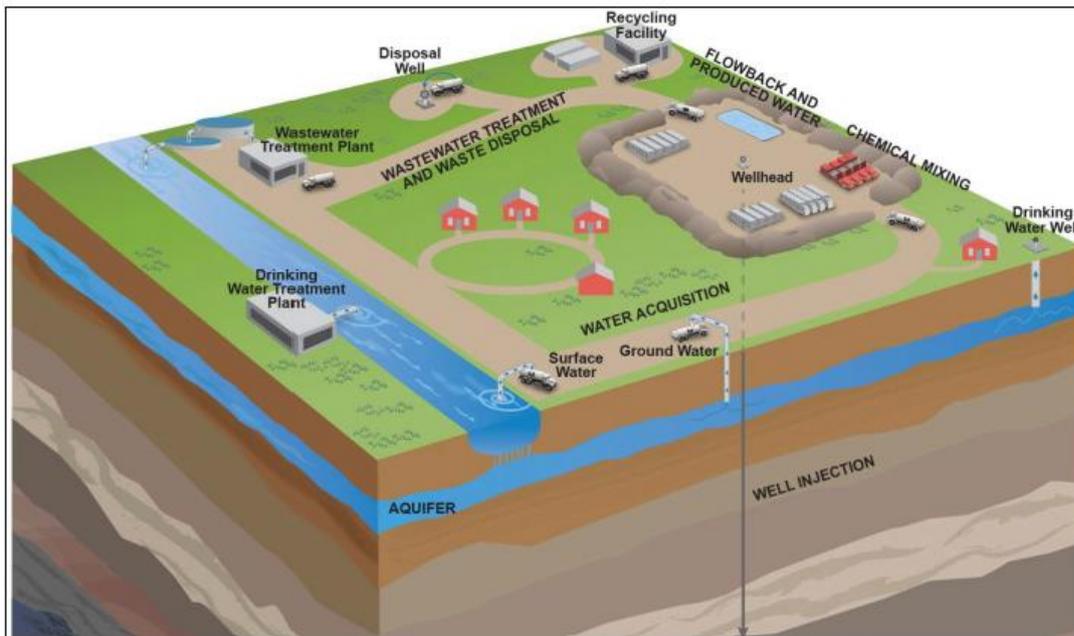


Abbildung 23: Stufen des Wasserkreislaufs beim hydraulic fracking (Erwerb, Mischen, Einbringung, Rückfluss, Entsorgung Abwasser)

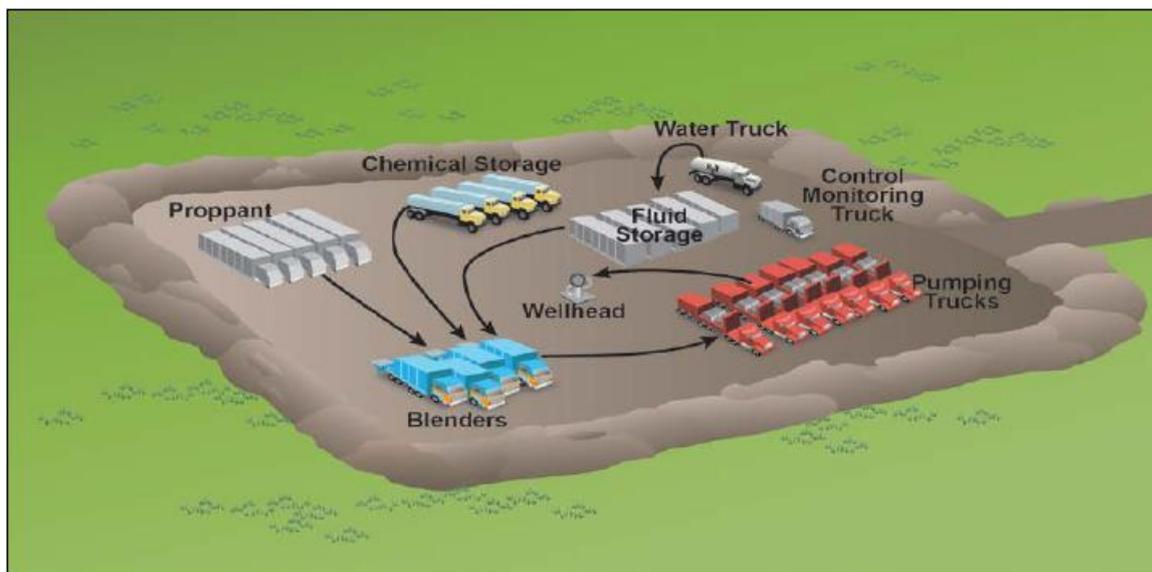


Abbildung 24: Mischung der Chemikalien

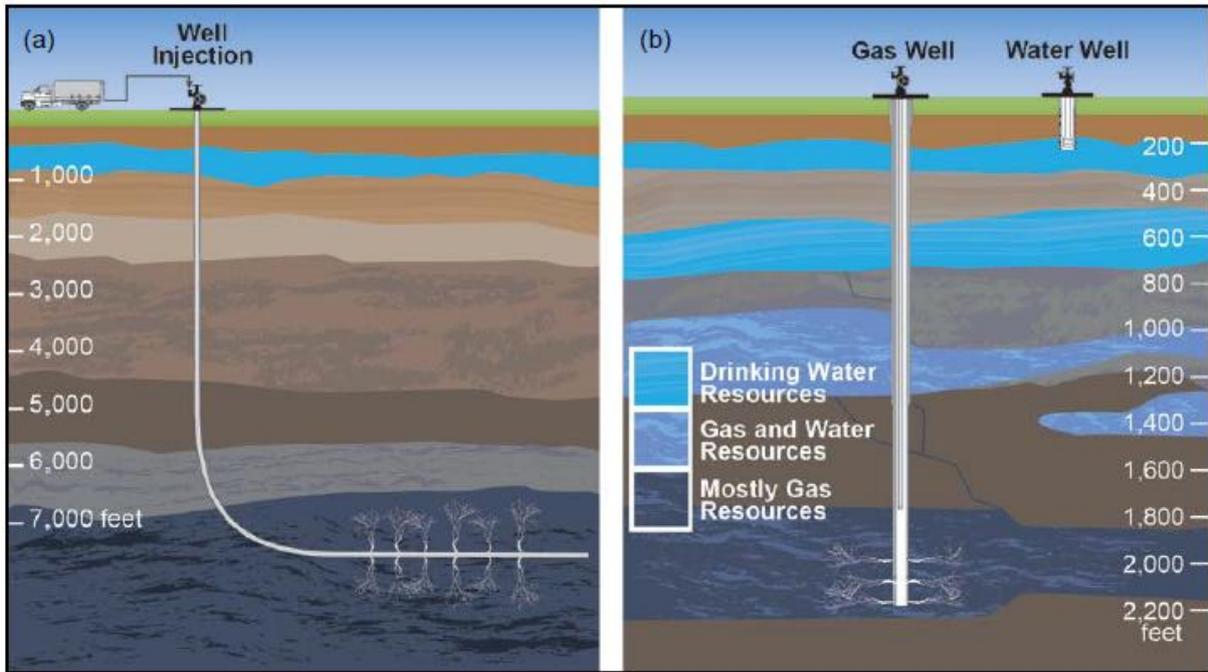


Abbildung 25: a) Injektion, horizontale Erschließung typisch für Schiefergas; b) vertikale Erschließung, typisch für konventionelles Gas oder Gas in Kohleflözen (1 ft = 0,3048 m)

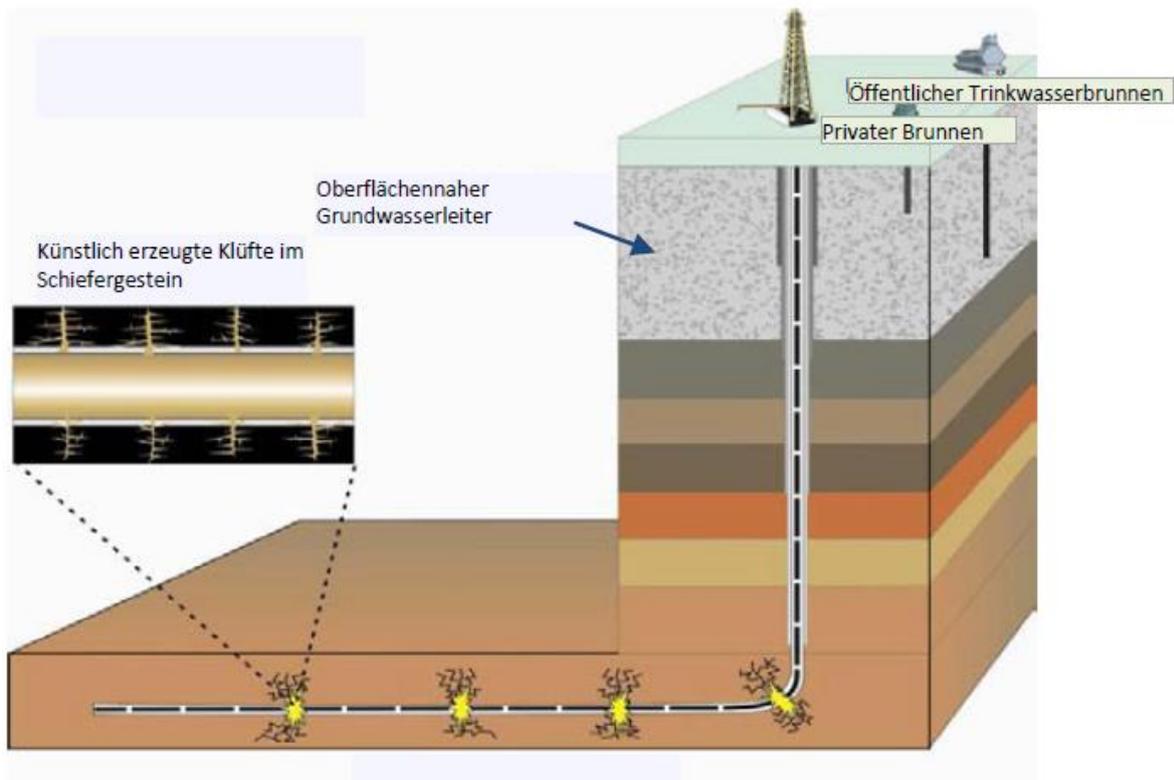


Abbildung 26: schematische Darstellung einer horizontal in einen Schiefergasreservoir abgelenkten Bohrung [20]

Grundwasserführende Formationen sind während der Bohrarbeiten, der Fracking-Maßnahme und der Produktion durch eine zementierte Stahlverrohrung von den im Bohrloch zirkulierenden Flüssigkeiten (Bohrspülung, Fracking-Fluid, Kohlenwasserstoffe) getrennt. Der den Ringraum ausfüllende Zement dichtet die durchteuften Grundwasserhorizonte sowohl gegeneinander als auch gegen die kohlenwasserstoffführenden Formationen ab.

Verrohrung:

Die nachfolgende Abbildung [21] zeigt das Schema einer vertikalen Tiefenbohrung mit einem horizontalen Bohrabschnitt. Der Bohrungsdurchmesser verjüngt sich mit zunehmender Tiefe teleskopartig und wird in dieser Weise auch in abgelenkten Bohrungen mit horizontalen Abschnitten angewendet. Das Standrohr ist das erste Rohr, hat den größten Durchmesser (meist 20 bis 36 Inch bzw. 50,8 bis 91,4 cm) und Wandstärken zwischen 10 und 20 mm. Es verhindert Einbrüche der oberflächennah anstehenden Boden- und Verwitterungshorizonte sowie ein Unterspülen der Bohranlagenfundamente. Dazu wird es – meist durch Rammen – bis in abdichtende Schichten (in 15 bis 50 m Tiefe) abgesetzt und in die Kellerschachtsohle (Befindet sich im Bereich des ersten Bohrlochabschnittes unter der Oberfläche mit dem größten Bohrlochdurchmesser sowie dem Standrohr. Das Einbrechen der im oberen Bereich anstehenden Verwitterungsschichten soll ebenso verhindert werden, wie ein Unterspülen der Bohranlagenfundamente.) einzementiert [21].

Erläuterungen zu Abbildung 27:

TD – Länge der Bohrung gemessen vom Bohransatzpunkt (total depth)

TVD – Vertikaler Abstand vom Bohransatzpunkt zum tiefsten Punkt (true vertical depth)

Maßangaben: 1 ft = 0,3048 m; 1 in = 2,54 cm

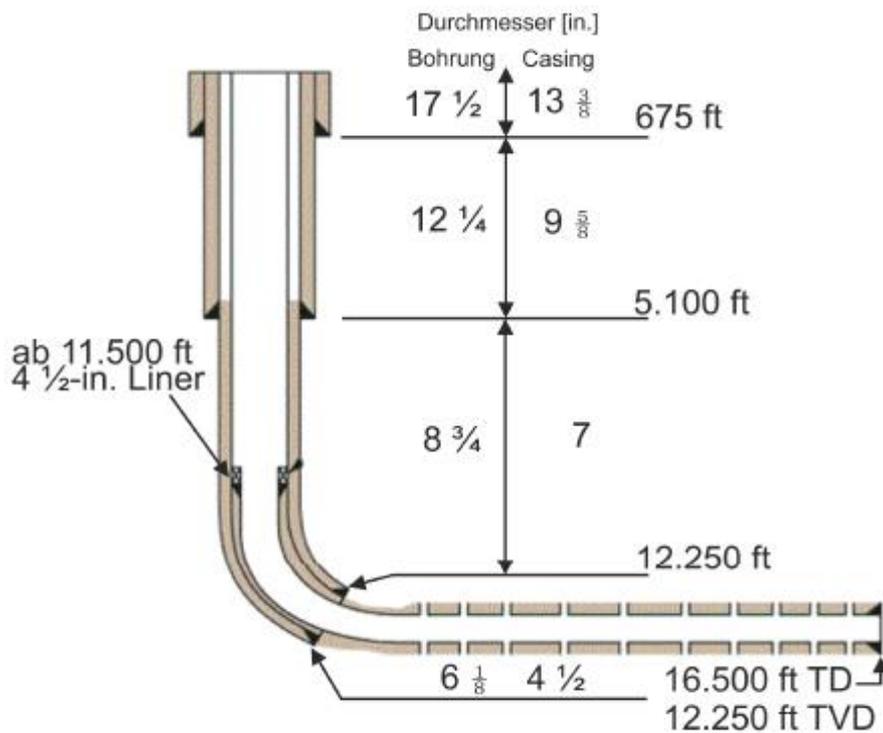


Abbildung 27: Verrohrungsschema einer Bohrung (nicht maßstabsgetreu)

Die Absetzteufe des Ankerrohrs (Ankerrohrtour) liegt je nach geologischen Verhältnissen zwischen einigen hundert und einigen tausend Metern Tiefe. Das Ankerrohr dient der Aufnahme der Lasten, verursacht durch die folgenden Rohrfahrten (Einlassen der Rohre), und die Ableitung von Lagerstättendrücken in den Untergrund bei geschlossenem Blowout-Preventer (Absperrventil über dem Bohrloch). Je größer die erwarteten Drücke sind, desto tiefer fällt die Absetzteufe aus und desto dicker werden die Wände ausgelegt. Zusätzlich dient die Ankerrohrtour dem Schutz der durchteuften Trinkwasseraquifere und der Vermeidung von Spülungsverlusten. Der Durchmesser liegt üblicherweise zwischen 13 3/8 und 18 5/8 Inch (34,0 bis 47,3 cm).

Weitere Rohrtouren, die zwischen der Anker- und der Produktionsrohrtour (Endverrohrung) liegen, werden als Zwischenrohr Touren oder technische Rohrtouren bezeichnet. Diese kommen jedenfalls dann zum Einsatz, wenn die Absetzteufen (Tiefe) von Ankerrohr und Förderrohr weit auseinander liegen, unter Umständen aber auch dann, wenn es die geologischen Verhältnisse erforderlich machen.

Salz und Ton sind Beispiele für bohrtechnisch problematische Formationen, die durch Rohrtouren isoliert werden. Länge und Durchmesser solcher Zwischenrohtouren sind sehr variabel. Durchmesser liegen im Bereich von 9 5/8 bis 18 5/8 Inch (24,4 bis 47,3 cm), die Wandstärken richten sich wiederum nach den zu erwartenden Drücken.

Nach dem Durchfahren der Lagerstätte wird schließlich die Produktionstour eingebracht. Diese stellt die Verbindung zwischen Lagerstätte und Geländeoberfläche (und den obertägigen Anlagenteilen) her. Diese Rohrtour ist den höchsten Belastungen ausgesetzt und, sofern sie bis zur Oberfläche reicht (Tagesrohtour), die längste. Oftmals wird sie jedoch in die vorhergehende Rohrtour abgehängt und nicht bis zur Oberfläche ausgebaut. In diesem Fall wird sie als verlorene Rohrtour (Liner) bezeichnet.

Wird die Produktionsrohtour als Liner eingebaut, muss die vorhergehende Rohrtour ebenfalls als Produktionsrohtour bemessen werden. Liner werden mittels Liner-Hanger an der Innenseite der vorhergehenden Rohrtour befestigt, wobei die Überdeckung zwischen 30 und 150 m beträgt [21].

Zementation:

Zement erfüllt im Bohrlochausbau und im Bohrbetrieb auf unterschiedlichste Weisen abdichtende, stützende und stabilisierende Funktionen. So zahlreich wie die Zementationsverfahren sind, so zahlreich sind auch die Methoden der Zementationskontrolle, um die einwandfreie Verfüllung des Ringraumes zu überprüfen. Stellt die Zementationskontrolle Hinweise auf Undichtigkeiten fest, so können diese nachträglich (aber aufwendig) ausgebessert werden [21]. Das ist besonders wichtig, da die Zementierung die entscheidende Barriere gegen die Kontamination Grundwasser führender Formationen durch Eindringen von Kohlenwasserstoffen, Formationswasser und Frack-Fluiden ist. Zudem schützt der Zement die Verrohrung vor möglicherweise auftretenden korrosiven Formationswässern und trägt erheblich zur Standsicherheit des Bohrlochs bei.

Zum Nachweis der vollständigen und gleichmäßigen Verfüllung des Ringraumes werden meist akustische Verfahren eingesetzt, bestehend aus Sender und Empfänger. Über die Abschwächung des Signals und/oder über die Laufzeit des Signals kann die Qualität der Bindung zwischen Zement und Verrohrung ermittelt werden, da ein Luftraum (Mikroringraum) Einfluss auf die Schallübertragung hat.

Da die Zementation nicht immer bis zur Geländeoberfläche ausgeführt werden muss, muss nachgewiesen werden können, dass der Zement den Ringraum bis zur gewünschten Teufe ausfüllt. Dazu kann einerseits die beim Abbinden des Zements abgegebene Hydrationswärme gemessen werden, oder dem Zement wird ein radioaktiver Tracer beigemischt, dessen Position auch nach dem Abbinden und dem Abklingen der Hydrationswärme bestimmt werden kann.

Belastbare Daten zur Langzeitstabilität von Zementationen, insbesondere bei den thermischen und hydrochemischen Verhältnissen in der Tiefe, in der unkonventionelle Gasvorkommen in Deutschland vermutet werden, fehlen bislang [21].

3.3.1.1. Fracking – Ablauf einer Fracking-Maßnahme

Perforation (Öffnungen):

Ein wichtiger Arbeitsschritt in der Vorbereitung einer hydraulischen Stimulation ist das Perforieren der Produktionsstrecke. Ist die Produktionsstrecke verrohrt und zementiert, so muss die Perforation durch diese bis in das anstehende Gestein reichen. Auch unverrohrte Produktionsstrecken werden vor der hydraulischen Stimulation perforiert, um die Richtung der Rissausbreitung besser zu kontrollieren.

Eine übliche Technik ist die Anwendung eines Hohlladungsperforators (siehe nachfolgende Abbildungen). Dieser enthält Aussparungen, die mit Sprengstoff und Hohlladungen bestückt sind. Nach der Zündung durchschlagen Projektile mit hoher Geschwindigkeit die Rohrtour und den Zement und dringen in das Gestein ein. Die Energie wird durch das konische Gehäuse in einer Richtung konzentriert und durch die resultierende Verformung entsteht ein Projektil aus verflüssigtem Metall. Dessen Geschwindigkeit beträgt zwischen 22.000 bis 30.000 km/h bei einem Druck von 500.000 bar bis zu 1 Mio. bar [I 246], [21]. Auf diese Weise werden mehrere Perforationen gleichzeitig pro Meter erzeugt. Um die Gesteinsbruchstücke und Überreste des Projektils aus der Perforation zu entfernen, wird das Perforieren meist unter Spülungsdrücken unterhalb des Porendrucks der Formation durchgeführt [21].

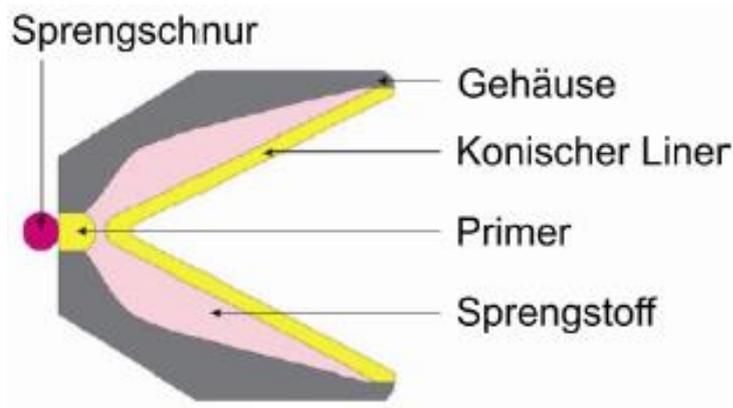


Abbildung 28: schematische Darstellung eines Hohlladungsperforators

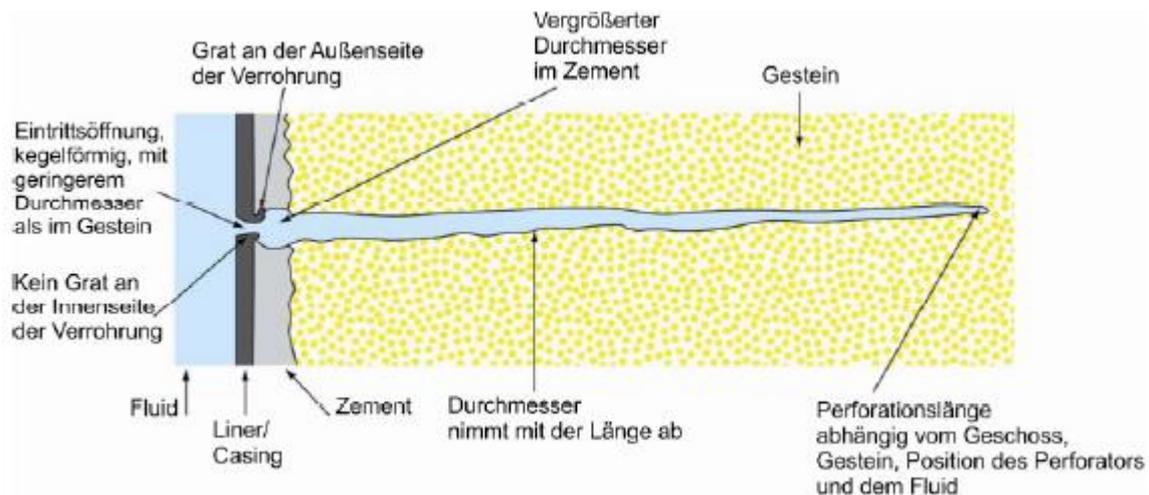


Abbildung 29: Schema einer Perforation (erzeugt mit einem Hohlladungsperforator)

Extreme Overbalance Perforating (EOP) ist eine weitere Perforationstechnik [21], die sich dadurch vom vorherigen Verfahren unterscheidet, dass in dem Moment, in dem die Hohlladungsgeschosse zünden, durch komprimiertes Gas ein hoher Überdruck erzeugt wird. Der Hohlladungsperforator befindet sich mit einem Fluid in einem durch Packer isolierten Abschnitt des Bohrlochs. Das komprimierte Gas presst darauf das Fluid in die Perforation, wodurch das Gestein so stark beansprucht wird, dass die Perforation sich als Riss im Gestein fortsetzt. Die Gesteinsbruchstücke aus der Perforation werden in diesen entstandenen Riss gepresst und verhindern somit, dass dieser sich nach dem Druckabfall wieder schließt. Die erzeugten Risse sind aufgrund der kurzen Dauer und des geringen Volumens, welches verpresst wird, kurz im Vergleich zu den Längen und Weiten, die durch den HVHF (High Volume Hydraulic Fracturing) erzeugt werden. Dennoch stellt dieses Verfahren einen Übergang zur hydraulischen Stimulation unter Einsatz von Fluidzusätzen dar, wobei sich die Stimulation auf den Nahbereich der Bohrung beschränkt.

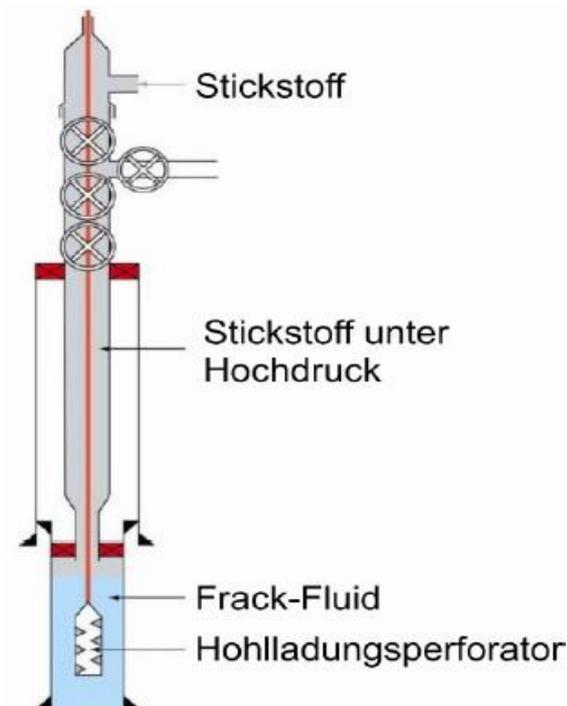


Abbildung 30: schematische Darstellung eines extreme overbalance perforators

Eine Alternative zum Einsatz eines Hohlladungsperforators stellt ein Erosionsperforator dar. Dieser besteht aus Düsen am Ende des aufgewickelten Bohrerstrangs, durch welche unter hohem Druck mit Quarzsand versetztes Wasser gepumpt wird. Zugewetzt werden ca. 30 bis 50 kg/m³, die Austrittsgeschwindigkeit an den Düsen beträgt ca. 200 m/s. Meist wird dieses Verfahren in offenen, unverrohrten Bohrlochabschnitten eingesetzt.

Derzeit fehlen Untersuchungen zur Langzeitsicherheit des Casings (Bohrlochverrohrung) und der Zementation. Für die Prognose der Rissorientierung und -ausdehnung existieren Modelle, die fortlaufend dem Erkenntniszuwachs angepasst werden. Die Steuerung der Rissausdehnung beim Fracking erfolgt heute in erster Linie über den durch das Frack-Fluid eingebrachten Druck, die Überwachung der Rissausdehnung erfolgt geophysikalisch über Geophone. Es fehlen verbindliche Vorgaben, mit welcher Genauigkeit die räumliche Lage der erzeugten Fracks prognostiziert und ermittelt werden muss [21].

3.3.2. Ressourcenverbrauch

Unter die hier betrachteten Ressourcen fallen nicht nur Wasser und (chemische) Additive, sondern auch Boden und Landschaftsbild. Aussagen zu Eigenschaften und möglichen Auswirkungen der Additive finden sich in Kapitel 4.

3.3.2.1. Frack-Fluide – Hintergrund des Einsatzes

Die folgende Abbildung stellt den Einsatzzweck der jeweiligen Additive dar und erläutert dabei einige Begriffe, die auch im Folgenden verwendet werden. Der Zusatz von Additiven erfolgt lagerstättenspezifisch und an den Frackverlauf angepasst [21].

Additiv	Einsatzzweck
Stützmittel (Proppant)	Offenhaltung der beim Fracking erzeugten Risse im Gestein
Ablagerungshemmer (Scale Inhibitor)	Verhinderung der Ablagerung von schwer löslichen Ausfällungen, wie Karbonaten und Sulfaten
Biozid (Biocide)	Verhinderung des Bakterienwachstums, Vermeidung von Biofilmen, Verhinderung von Schwefelwasserstoffbildung durch Sulfat-reduzierende Bakterien
Eisenfällungskontrolle (Iron Control)	Verhinderung von Eisenoxid-Ausfällungen
Gelbildner (Gelling Agent)	Verbesserung des Stützmitteltransports
Hochtemperaturstabilisator (Temperature Stabilizer)	Verhinderung der vorzeitigen Zersetzung des Gels bei hoher Temperatur im Zielhorizont
Kettenbrecher (Breaker)	Verringerung der Viskosität gelhaltiger Frack-Fluide zur Ablagerung des Stützmittels
Korrosionsschutzmittel (Corrosion Inhibitor)	Schutz vor Anlagenkorrosion
Lösungsmittel	Verbesserung der Löslichkeit der Additive
pH-Regulatoren und Puffer (pH Control)	pH-Wert Einstellung des Frack-Fluids
Quervernetzer (Crosslinker)	Erhöhung der Viskosität bei erhöhter Temperatur zur Verbesserung des Stützmitteltransports
Reibungsminderer (Friction Reducer)	Verringerung der Reibung innerhalb der Frack-Fluide
Säuren (Acids)	Vorbehandlung und Reinigung der perforierten Abschnitte der Bohrung von Zement und Bohrschlamm; Auflösung von säurelöslichen Mineralen
Schäume (Foam)	Unterstützung des Stützmitteltransports
Schwefelwasserstofffänger (H ₂ S Scavenger)	Entfernung von toxischem Schwefelwasserstoff zum Schutz vor Anlagenkorrosion
Tenside/Netzmittel (Surfactants)	Verminderung der Oberflächenspannung der Fluide
Tonstabilisatoren (Clay Stabilizer)	Verminderung der Quellung und Verlagerung von Tonmineralen

Abbildung 31: Einsatzzwecke von Additiven

Frack-Fluid ist die übliche Bezeichnung für das beim hydraulic fracturing eingesetzte Medium, das Druck zur Induzierung der Rissbildung in das Gestein überträgt. In die erzeugten Risse werden (mit dem Frack-Fluid) Stützmittel (sog. Proppants, z.B. Quarzsand oder keramische Partikel) eingebracht. Diese Stützmittel sollen Risse gegen den Gesteinsdruck offen halten und dafür sorgen, dass die geschaffenen Wegsamkeiten auch in der Förderphase erhalten bleiben.

Damit bleiben dauerhaft bessere Fließbedingungen für das Erdgas zur Förderbohrung hin bestehen. Weitere dem Frack-Fluid zugesetzte Additive haben u.a. den Zweck, den Transport des Stützmittels in die Risse zu gewährleisten, Ablagerungen, mikrobiologischen Bewuchs, die Bildung von Schwefelwasserstoff und ein Quellen der Tonminerale im Frack-Horizont zu verhindern, Korrosion zu vermeiden und die Fluidreibung bei hoher Pumpleistung zu minimieren [21].

Nach Ende der Druckbeaufschlagung auf die erdgasführende Formation wird in der Regel nur ein Teil des eingepressten Frack-Fluids – zusammen mit Formationswässern und dem der Bohrung zuströmenden Erdgas – im sog. Flowback wieder zu Tage gefördert.

Frack-Fluide werden nach dem verwendeten Trägerfluid in vier Gruppen unterteilt:

- wasserbasierte Systeme, in denen meist Gelbildner zur Erhöhung der Viskosität und Verbesserung des Stützmitteltransports eingesetzt werden; Slickwater-Fluide sind ebenfalls wasserbasierte Fluide, die durch Zusatz von Reibungsminderern für hohe Pumpraten bei niedriger Fluid-Viskosität und damit relativ geringer Stützmittelkonzentrationen optimiert sind.
- schaubasierte Systeme, die aus einer Wasser-Gas-Emulsion bestehen und unter Verwendung von Inertgasen wie Stickstoff (N_2) oder Kohlendioxid (CO_2) mit Schaumbildnern hergestellt werden;
- ölbasierte Systeme (im Wesentlichen auf Basis von Dieselöl, dessen Viskosität durch Zugabe von Additiven erhöht werden kann), können mit quellfähigen Tonmineralen (Quellen beim Kontakt mit Wasser, letzteres ist im Sinne des Frackings unerwünscht, denn die Wegsamkeiten werden dadurch verringert) zum Einsatz kommen;
- säurebasierte Systeme (im Wesentlichen mit Salzsäure) zur Stimulation in gering permeablen, säurelöslichen Formationen wie Kalkstein oder Dolomit.

In Deutschland kamen bei Frack-Maßnahmen in unkonventionellen Lagerstätten bisher im Wesentlichen wasserbasierte sowie untergeordnet schaubasierte Fluid-Systeme zum Einsatz [21].

Wasserbasierte Frack-Fluide sind Gemische, die zu 80 bis über 95 Gewichtsprozent aus Wasser bestehen und mit Stützmitteln und weiteren Additiven versetzt werden. Stützmittel werden mit 5 bis über 30 Gewichtsprozent zugesetzt (Die Abweichung auf 100% ergibt sich auf Grund der Tatsache, dass die Autoren der zitierten Studie des deutschen Umweltbundesamtes grundsätzlich das Verhältnis der eingesetzten Fluide darstellen wollten.

Entsprechend den einzelnen Methoden weichen die Angaben über Gewichtsprozent (voneinander ab). Der Anteil der Additive liegt generell in einem Bereich zwischen 0,2 und über 10 Gewichtsprozent. Die Einsatzzwecke der verwendeten Additive sind vielfältig und z.B. vom Fluid-System und den Lagerstättenbedingungen abhängig [21].

Das deutsche Umweltbundesamt wertete Angaben zu Menge und Zusammensetzung von 30 Frack-Fluiden, die in verschiedenen unkonventionellen Lagerstätten (hauptsächlich tight-gas-Lagerstätten im Kreis Söhligen, Niedersachsen) in Deutschland zwischen 1982 und 2011 eingesetzt wurden, aus: Die verpressten Mengen reichen von unter 100 m³ bis über 12.000 m³ Wasser, bis zu knapp 1.500 t Stützmittel und von 2,6 t bis 275 t Additive pro Bohrung (vgl. dazu Angaben für die Wasserverbrauche in den USA in Tabelle 16).

ExxonMobil hat die in Deutschland zwischen 1982 und 2000 bzw. 2000 und 2011 im Rahmen unterschiedlicher Fluidsysteme verpressten Mengen bekannt gegeben. Die folgende Tabelle stellt die Mittelwerte und Bandbreiten dar [21].

	Gel-Fluid		CO ₂ /N ₂ -Hybrid-Fluid		Slickwater
	1982 - 2000	2000 - 2011	Natrap 1995	2000 - 2011	Damme 2008
Wasser [m³]					
Mittelwert	785	268	61	303	4.040
Bandbreite	302 – 2.336	92 – 461		37 - 459	
Flüssiggas [t]					
Mittelwert			40,9	48,6	
Bandbreite				32,7 – 73,2	
Stützmittel [t]					
Mittelwert	163,9	98,6	20,9	54,4	196
Bandbreite	47,1 – 450,0	18,9 – 184,6		14,6 – 115,7	
Additive [t]					
Mittelwert	55,0	7,3	0,6	7,7	6,6
Bandbreite	4,3 – 274,8	2,8 – 18,1		1,3 – 16,8	

Tabelle 15: Einsatzmengen von Wasser, Gas, Stützmittel und Additiven pro Frack

Bei neueren, seit dem Jahr 2000 eingesetzten Gel-Fluiden wurden pro Frack im Durchschnitt knapp 100 t Stützmittel und rund 7,3 t Additive eingesetzt. Auch bei neueren Hybrid- und Slickwater-Fluiden wurden im Durchschnitt rund 7 t Additive zugesetzt.

Die siebenfach höheren mittleren Additiveinsatzmengen vor dem Jahr 2000 lassen sich z.T. auf den Einsatz großer Mengen organischer Lösungsmittel (u.a. Methanol) in einigen älteren Gel-Fluiden zurückführen. Zusätzlich variieren Zusammensetzung der Frack-Fluide sowie Art, Anzahl und Menge verwendeter Additiva in Abhängigkeit von den erwarteten Lagerstättenbedingungen und den daraus resultierenden technischen Anforderungen. Oftmals wird das Frack-Fluid für jede Bohrung individuell zusammengestellt [21].

3.3.2.2. Eingesetzte Frack-Fluide

Die Website von FracFokus enthält Informationen über die in den USA eingesetzten sowie registrierten Chemikalien [I 226]. Ähnliche Informationen allerdings betreffend die EU finden sich unter [I 31] und [I 32]. Deutschland wird im umfangreichen Anhang 1 bis 3 der bereits mehrfach zitierten Studie des deutschen Umweltbundesamtes [21] ausführlich behandelt.

Die Firma ExxonMobil Production Deutschland GmbH hat angekündigt, dass die Anzahl der eingesetzten Additive tendenziell auf weniger als 10 Stoffe für Schiefergas- und 20 bis 30 Stoffe für tight-gas-Lagerstätten zurückgehen könnte. In Zukunft soll gänzlich auf den Einsatz von eher giftigen sowie kanzerogenen, mutagenen und reproduktionstoxischen Stoffen (CMRStoffen) verzichtet werden, so ExxonMobil. Auch soll das noch 2008 eingesetzte Additiv Polyethylenglycol-Octylphenylether aufgrund grundsätzlicher Bedenken nicht wieder eingesetzt werden [21].

Nähere Informationen zu Frack-Fluiden und den zum Einsatz kommenden Chemikalien finden sich in den Abschnitten 4.1 bzw. 4.1.1.

3.3.2.3. Wasserverbrauch

Wasser ist ein kostbares Gut, das in erster Linie Menschen sowie Flora und Fauna zu Gute kommen oder auch zur Bereitstellung von Nahrungsmitteln erforderlich ist. In Texas könnte nach Mitteilung der Texanischen Kommission für Umweltqualität bis zum Jahresende 30 Gemeinden auf Grund von Dürre das Wasser ausgehen [I 225].

Auch wenn nicht festgestellt werden kann, ob und wenn ja in welchem Ausmaß Fracking für die Dürre mitverantwortlich gemacht werden kann („The TCEQ is not aware of any data or documentation linking water shortages experienced by community water systems in the state to any hydraulic fracturing activities.“, vgl. Johnson, E. 2013), steht fest, dass sauberes Trinkwasser auch auf Grund des Klimawandels noch kostbarer wird und die Nutzung für technische Zwecke genauestens analysiert und durchdacht werden sollte.

Zum Wasserverbrauch der Fracking-Technologie lassen sich diverse Aussagen mit relativ großen Bandbreiten finden. Diese Bandbreiten sind u.a. bedingt durch die Anzahl der durchgeführten Fracks, die durchgeführten Verfahren oder auch durch die Anzahl der Bohrungen. Bei zementierten horizontalen Bohrungen, die über mehrere Fracking-Abschnitte verfügen können, erfolgt die Rissbildung in mehreren Abschnitten an mehreren Perforationsclustern gleichzeitig. Die nachfolgende Tabelle enthält einige Zahlen zu Wasserverbräuchen und die jeweiligen Quellen.

Wasserverbrauch	Quelle
1,6 Mio. Liter pro Bohrloch, bis 40 Mio. Liter bei 25 Fracks	[1 33]
ca. 19 Mio. Liter im Marcellus Shale	[1 34]
79,5 Mio. Liter (höchste bisher eingesetzte Menge in den gesamten USA)	[1 35]
159 Mio. Liter bei 3 Bohrlöchern an einem Bohrplatz (53 Mio. Liter pro Bohrloch)	[1 36]
9 Mio. bis 29 Mio. für eine Bohrung mit mehreren Frack-Vorgängen 6 fache Menge für ein Sondenfeld mit 6 Förderstrecken – 54 bis 174 Mio. Liter	[20]
15 Mio. Liter pro Bohrloch im Barnett Shale - In einigen Fällen werden die Bohrlöcher bis zu zehnmals durch Hydrofracking aufgebrochen.	[10]
1,6 Mio. Liter – bei 10 Fracks etwa 20 Mio. (Herstellung, Einpressen von Frack-Flüssigkeiten)	[6]
mehr als 12 Mio. Liter für eine Bohrung mit 3 Frack-Vorgängen	[13], [21]
Je Bohrung wurde ein Wasserverbrauch von ca. 20 Mio. Liter ermittelt. Pro Bohrplatz liegt der Wasserverbrauch bei 274 Mio. Liter (Bohrplatz mit 14 Bohrungen).	[13]

Tabelle 16: Angaben zum Wasserverbrauch beim Fracking in den USA

Um einen Vergleich für diese Mengenangaben zu haben, bietet sich das Wiener Stadthallenbad an. Das gesamte Fassungsvermögen der Becken beträgt 4.950 m³ bzw. 4,95 Mio. Liter Wasser!

3.3.2.4. Gasausbeute

Lechtenböhrmer [10] gibt 60 Mio. m³ pro Bohrung als Ausbeute für das Barnett Shale an. Für die meisten anderen Shales (Fayetteville, Nancos, Woodford, Arkoma-Becken) wurden deutlich kleinere Gasmengen in einer Größenordnung von höchstens 30 Mio. m³ ermittelt. Dieser Wert dürfte den Durchschnitt für die Förderung in den USA darstellen [19]. Geht man davon aus, dass je Bohrung rund 25 Mio. Liter Wasser verbraucht werden – das entspricht in etwa dem Mittelwert aus Tabelle 16 – so werden mit jedem Liter Wasser rund 1,15 m³ Gas gewonnen.

3.3.2.5. Flowback

Nach Ende der Druckbeaufschlagung auf die erdgasführende Formation wird mit dem Erdgas und Formationswässern das eingepresste Frack-Fluid teilweise zurückgefördert, wobei das Stützmittel größtenteils in den künstlich erzeugten Rissen verbleibt. Das zu Tage geförderte Fluid, das meist über die gesamte Erdgasproduktionsphase gefördert und entsorgt werden muss, wird als Flowback bezeichnet.

Die Mischungsanteile des Flowbacks, also die Anteile von Frack-Fluid und Formationswasser, sind sehr variabel. Zu Beginn überwiegt meist das Frack-Fluid, später dann das Formationswasser. Manchmal liegt der Flowback auch in gasförmiger Form vor. Neben Additiven und Bestandteilen der Formationswässer kann der Flowback eine Reihe weiterer Stoffe enthalten [21]:

- mobilisierte Lösungsprodukte aus der Lagerstätte
- mobilisierte organische Substanzen aus der Lagerstätte (z.B. Toluol und Benzol)
- Transformations- und Abbauprodukte der eingesetzten Additive
- natürlich vorkommende radioaktive Substanzen (NORM – Natural Occuring Radioactive Material)
- Ton-, Schluff- und Sandpartikel (Stützmittel oder aus der Lagerstätte mobilisiert)
- Bakterien (z.B. sulfatreduzierende)
- Gase (z.B. Methan und Schwefelwasserstoff)

Je nach Erdgas-Lagerstätte werden sehr unterschiedliche Flowback-Volumina und Flussraten in der Literatur angegeben. Selbst wenn das Flowback-Volumen dem der injizierten Frack-Fluide entspricht, darf aufgrund der Anteile des mitgeführten Formationswassers nicht davon ausgegangen werden, dass das Frack-Fluid komplett wieder aus der Lagerstätte zurückgefördert wurde.

Für die Bohrung Damme 3 in Deutschland wurde aus dem Verlauf der Chloridkonzentration der Anteil des Frack-Fluids am Flowback bestimmt. Bei einem Flowback-Gesamtvolumen von 3.058 m³ im Zeitraum von 20.11.2008 bis 12.01.2009 wurde ein durchschnittlicher Anteil des Frack-Fluids von 31% und des Formationswassers von 69% berechnet. Die Auswertung kam zum Schluss, dass nur 8% des injizierten Frack-Fluids mit dem Flowback wieder zu Tage gefördert wurden. Auch wenn bei längerer Förderdauer ein höherer Rückförderanteil zu erwarten ist, muss davon ausgegangen werden, dass ein substantieller Anteil der Frack-Additive im Untergrund verbleibt. Der über die Chloridkonzentration bestimmte Anteil des zurückgeförderten Frack-Fluids lässt sich nur auf solche Additive übertragen, die nicht im Lagerstättenhorizont sorbiert werden. Additive mit hohen Sorptionseigenschaften (z.B. Tonstabilisatoren) werden weitgehend im Untergrund verbleiben, selbst wenn aufgrund der Chloridbilanz eine vollständige Rückförderung des Fluids errechnet wurde [21].

Eine Massenbilanz der zurück geförderten bzw. im Untergrund verbleibenden und dort ggf. umgewandelten und abgebauten Additive muss deswegen streng genommen stoffspezifisch für jedes Additiv individuell bestimmt werden. Zur Bilanzierung des Anteils der Menge des zurückgeförderten Frack-Fluids am Gesamtvolumen des Flowback sind verschiedene Methoden denkbar [21]:

- Messung des Salzkonzentrationsverlaufs
- Ermittlung der Konzentration von 1,5-Naphtalindisulfonat
- Oxidations- und Abbauprodukte der verwendeten Gele und Ether
- ausgewählte Isotopenverhältnisse
- Halogen-Chemie (z.B. Br/Cl-Verhältnis „Fingerprint“)

Die bei der Gewinnung von Erdgas aus konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland anfallenden Formationswässer und Flowback werden derzeit primär in sog. Versenkbohrungen/Disposalbohrungen entsorgt [21]. Ähnlich gestaltet sich die Situation auch in den USA, dem Land mit dem Schiefergasboom.

Das deutsche Umweltbundesamt weist darauf hin, dass derzeit keines dieser weitergehenden Behandlungsverfahren für Flowback als Stand der Technik im Sinne des Wasserhaushaltsgesetzes zu bezeichnen ist.

Vor der Verpressung wird der Flowback aufbereitet, in dem – nach Abtrennung des Erdgases – Kohlenwasserstoffe und Feststoffe durch Dichtentrennung soweit möglich abgetrennt werden. Teilweise erfolgt eine zusätzliche Abtrennung von Quecksilber und Schwefelwasserstoff. Die abgetrennten Kohlenwasserstoffe werden in Raffinerien weiterverarbeitet und die Ablagerungen durch spezielle Unternehmen entsorgt. Die Aufbereitung des Flowback über Industriekläranlagen wird von den Betreibern als möglich, jedoch aus wirtschaftlichen Gründen als nicht machbar erachtet [21].

Des Weiteren macht das deutsche Umweltbundsamt darauf aufmerksam, dass eine Behandlungsmöglichkeit des Flowbacks in vorhandenen Industriekläranlagen, in kommunalen Kläranlagen oder die Anwendung spezifischer erforderlicher Aufbereitungsverfahren nur in Abhängigkeit von der jeweiligen Menge und der spezifischen chemischen Zusammensetzung beurteilt werden kann. Unter Berücksichtigung der Verhältnisse in Deutschland wird darauf hingewiesen, dass

- regionale und teufendifferenzierte Angaben zur Formationswasserbeschaffenheit weitgehend fehlen,
- aussagekräftige Analysen und belastbare Massenbilanzierungen für den Flowback und mögliche Reaktionsprodukte sowie deren Quantifizierung gegenwärtig fehlen,
- systematische Messungen zur Identifizierung von Transformations- und Abbauprodukten im Flowback fehlen und, dass
- Risiken mit der Entsorgung des Flowback durch Verpressung in den Untergrund nur im Rahmen von standortspezifischen Risikoanalysen fundiert analysiert und bewertet werden können (entsprechend verbindliche Vorgaben fehlen).

Mit der Entsorgung des Flowbacks durch Verpressung in den Untergrund sind Risiken verbunden, wie z.B. die Verdrängung von Formationswasser (z.B. in Hessen beim Verpressen saliner Produktionswässer in den Plattendolomit und Aufsteigen der salinen Wässer in den Buntsandstein). In jedem Fall bedarf es für die Verpressung in den Untergrund einer standortspezifischen Risikoanalyse und eines Monitorings (u.a. Formationen mit gasgefüllten Porenvolumen).

Für den Flowback muss aufgrund der Eigenschaften der Frack-Fluide und Formationswässer von einem erheblichen Gefährdungspotenzial ausgegangen werden. Selbst wenn es gelingt, Frack-Fluide mit verringertem Gefährdungspotenzial herzustellen, muss aufgrund der voraussichtlichen Beschaffenheit der Formationswässer auch in Zukunft mit einem erheblichen Gefährdungspotenzial des Flowback gerechnet werden. Eine umweltgerechte Entsorgung des Flowback stellt damit eine vordringliche Aufgabe dar [21].

Beispiele aus der Praxis:

Die Erdgasförderer RWE Dea und Exxon haben im Landkreis Rotenburg in Deutschland bislang mehr als 3,5 Milliarden Liter chemisch belastetes Abwasser aus der Erdgasförderung im Boden versenkt. Bundesweit werden jährlich elf Milliarden Liter dieser Abwässer auf diese Art und Weise „entsorgt“.

An der Bohrstelle Söhlingen (SOLG Z2) hat das dortige zuständige Landesbergamt am 25. Juli 2011 eine Benzol-Konzentration gemessen, die etwa 13.000 Mal über dem Trinkwassergrenzwert liegt. Auch hochgiftige polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe wurden festgestellt. Die Naphthalin-Konzentration soll 16.700 Mal über dem Grenzwert gelegen haben. [I 37].

In den USA sollen bisher über 100.000.000.000.000 Liter Abwässer (100 Billionen Liter), die bei der Erdgasförderung anfallen – meistens ungeklärt – wieder in den Boden verpresst worden sein. Die Erdgasindustrie geht davon aus, dass die Abwässer dort Jahrtausende sicher sind und das Grundwasser nicht verschmutzen können. Nun meint ein Experte etwas anderes: Mario Salazar, ein Ingenieur, der 25 Jahre an einer Studie der Umweltbehörde EPA in Washington gearbeitet hat, behauptet:

“In 10 bis 100 Jahren werden wir herausfinden, dass die meisten unserer Grundwasser verunreinigt sind. Eine Menge Leute werden krank werden oder müssen sterben.”

Ein Bericht über 220.000 Bohrspektionen soll zudem belegen, dass Schäden im Inneren der Injektionsbohrungen Gang und Gäbe sind. Von Herbst 2007 bis Ende 2010 wurden bei 7.000 Bohrstellen undichte Wände festgestellt. Zusätzlich zeigen Aufzeichnungen, dass an diesen unter Verletzung von Sicherheitsvorschriften gearbeitet wird und so die Wahrscheinlichkeit für Lecks oder Wasserverunreinigungen erhöht wird [I 38].

Der Flowback stellt also eine mögliche Gefahrenquelle dar, da er sowohl Schadstoffe aus der Lagerstätte als auch Frack-Fluide enthalten kann.

3.3.2.6. Bodenbeanspruchung

Laut Abschnitt 3.2 kommt im Barnett Shale auf eine Fläche von 0,7 km² eine Bohrung. Lechtenböhrmer [10] macht folgende Angaben zur Bodenbeanspruchung:

Eine typische Bohrfläche in Pennsylvania mit mehreren Bohrlöchern erstreckt sich während der Bohr- und Hydrofracking-Phase über eine Fläche von 1,62 bis 2,03 ha. Nach teilweiser Sanierung ist die Bohrfläche während der Produktion durchschnittlich zwischen 0,4 und 1,2 ha groß. Auch in einer Studie im Auftrag von ExxonMobil [6] heißt es, dass ein Bohrplatz nach aktuellem Stand der Technik eine Fläche von rund 1 ha benötigt. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen [17] gibt für die Bodeninanspruchnahme in Abhängigkeit von Art der Bohrung und jeweiliger Phase eine Fläche von 2,0 bis 3,6 ha je Bohrung an.

In Deutschland wird der ursprüngliche Boden für die spätere Rekultivierung gelagert. Die Flächen werden mit Asphalt abgedichtet, bei der Rekultivierung wird das Gebiet – bei neueren Anlagen – auch mit Bäumen eingegrünt.

Zur erforderlichen Infrastruktur zählen neben stabilen Betonfundamenten am Ort des Bohrturms auch Lagertanks, Abwasserbecken, Regenauffangbecken, Lagerplätze für die Bohrausrüstung, Stellplätze für LKWs, Büro- und Wohncontainer, Straßen, Pipelines sowie Gastrocknungsanlagen (eine Anlage für fünf Bohrplätze) [6].

Die beiden folgenden Abbildungen zeigen die Bohrlochdichte an den beiden Beispielen Barnett Shale und Haynesville Shale in den USA [1 39].

Barnett Well Quality - Top 20% with Highest One Month Production of >2436 mcf/day in black

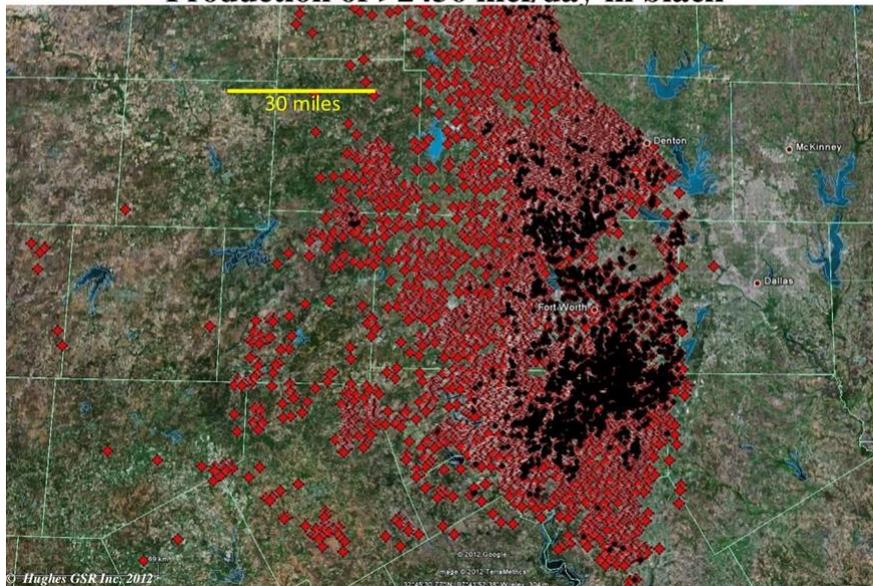


Abbildung 32: Bohrdichte am Beispiel Barnett Shale

Haynesville Sweet Spot Well Footprint

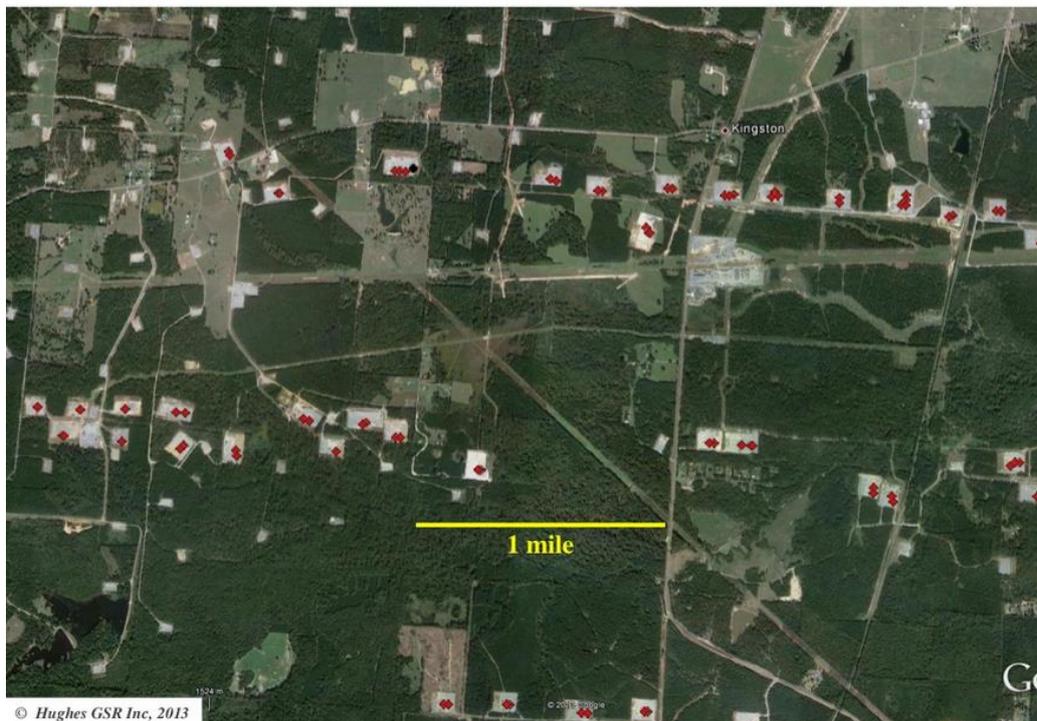


Abbildung 33: Bohrdichte am Beispiel Haynesville Shale

In Abbildung 34 sind die Bohrstellen süd-westlich von Timpson, Texas, dargestellt [1 40]. Viele davon liegen in Wäldern.

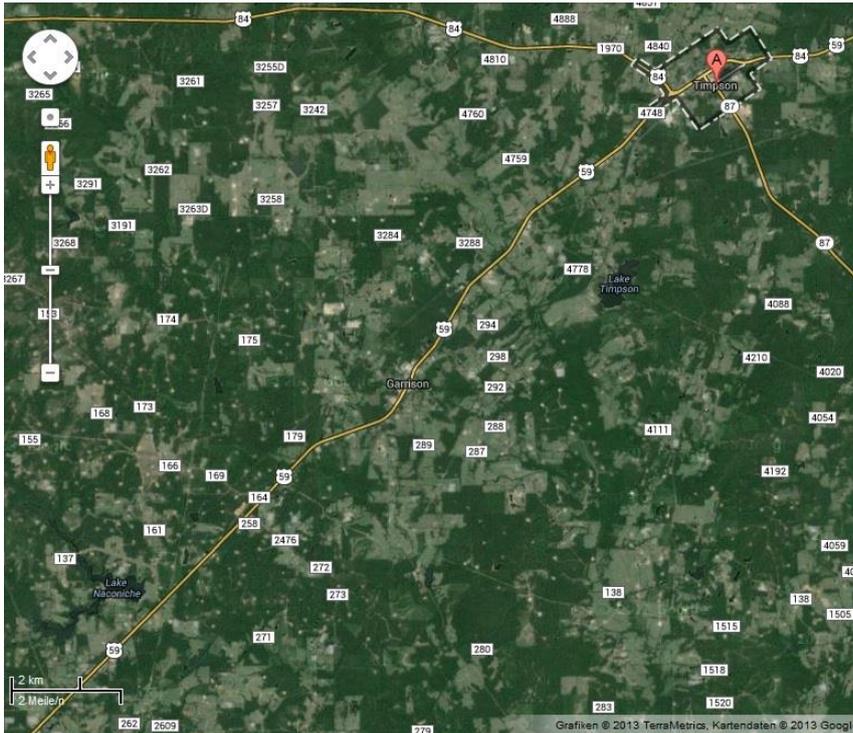


Abbildung 34: Bohrstellen süd-westlich von Timpson, Texas

Das nachfolgende Bild stellt beispielhaft das Aussehen eines Bohrplatzes dar [1 41].

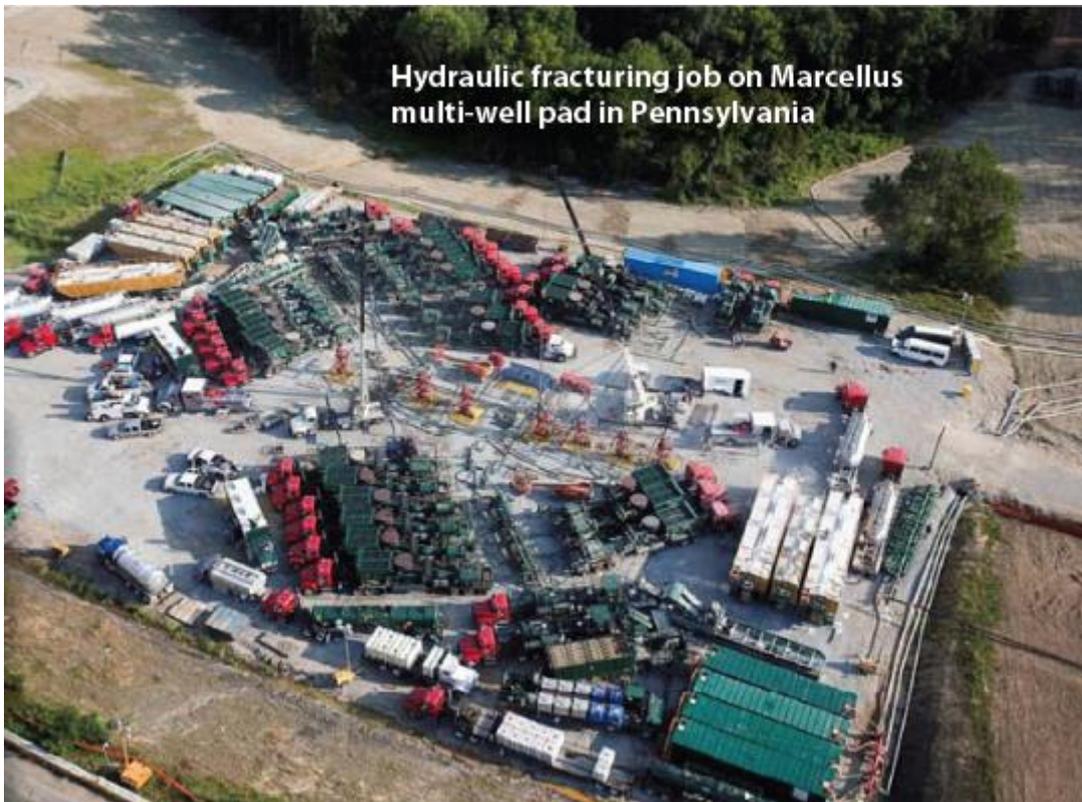


Abbildung 35: Beispiel für die Gestaltung eines Bohrplatzes

Nachfolgend ein Beispiel für die mögliche künftige Verteilung der Bohrplätze, Pipelines und Aufbereitungsanlagen in einer typischen Landschaft in Deutschland (200 Quadratkilometer, Rechteck von 20 Kilometer Länge und 10 Kilometer Breite) [6]. Manche sprechen im Zusammenhang mit entsprechenden Bildern von der „Industrialisierung der Landschaft“.

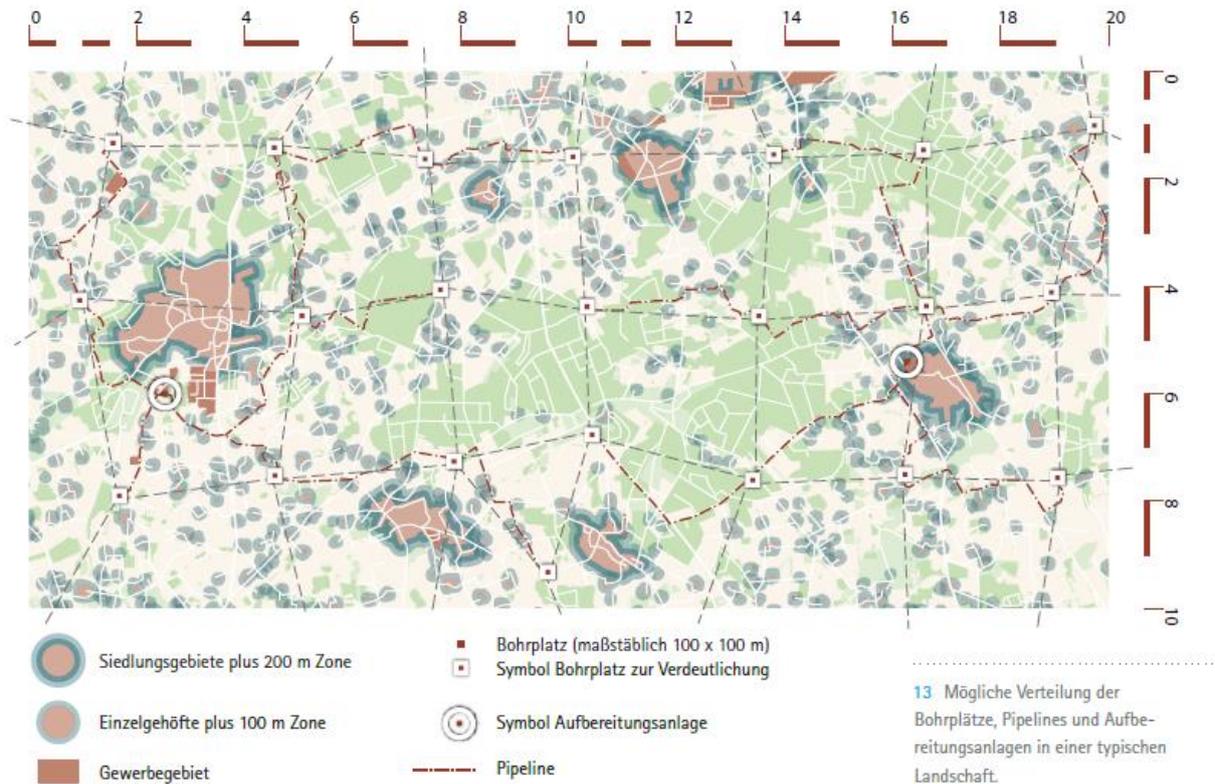


Abbildung 36: Mögliche Verteilung der Bohrplätze, Pipelines und Aufbereitungsanlagen in einer typischen Landschaft

3.3.2.7. Einfluss auf das Landschaftsbild

Während der Förderlaufzeit ist vor allem in flachen Gegenden der Bohrturm mit einer Höhe von bis zu 40 Metern gut sichtbar. Besonders nachts ist die Bohranlage weithin wahrnehmbar. Das Problem ist nicht ein einzelner Bohrturm, sondern die Vielzahl, die bei ungeordneter Entwicklung zu einer richtiggehenden industriellen Zersiedelung der Landschaft führen kann. Besonders während der Bohrphase kann auch der Lärm der Bohranlagen zu hören sein [6].

Auf Grund der Unterschiede in Siedlungs- und Bevölkerungsdichten zwischen USA und Europa kann man davon ausgehen, dass es in Europa Einschränkungen für die Anzahl an Bohrungen geben wird. Die beiden folgenden Abbildungen zeigen allerdings extreme Auswüchse der Förderung am Beispiel Frederick, Colorado [1 43]. Der Abstand zu den benachbarten Wohnhäusern soll hier rund 100 Meter betragen!



Abbildung 37: Fracking in Frederick, Colorado (1)



Abbildung 38: Fracking in Frederick, Colorado (2)

Derartige Auswüchse sind in Europa und besonders in Österreich wohl undenkbar. Ob das aber neben Wohngebieten auch für sämtliche Schutzgebiete gilt und gelten wird, kann erst die Zukunft weisen.

3.3.2.8. Bevölkerungsdichte und Bohrlochdichte

Die nachfolgende Abbildung 39 stellt die Fläche je Einwohner in den USA und einigen ausgewählten europäischen Staaten sowie die Anzahl der Bohrlöcher gegenüber [1 42]. Für die USA, Deutschland und Österreich ist auch die Bohrlochdichte in einer Tabelle eingetragen (für Deutschland und Österreich, finden sich Angaben für die konventionelle Produktion). Die Grafik veranschaulicht, dass in den USA im Vergleich zu Europa wesentlich weniger Personen auf einen km² wohnen.

Population density and present oil/gas activity

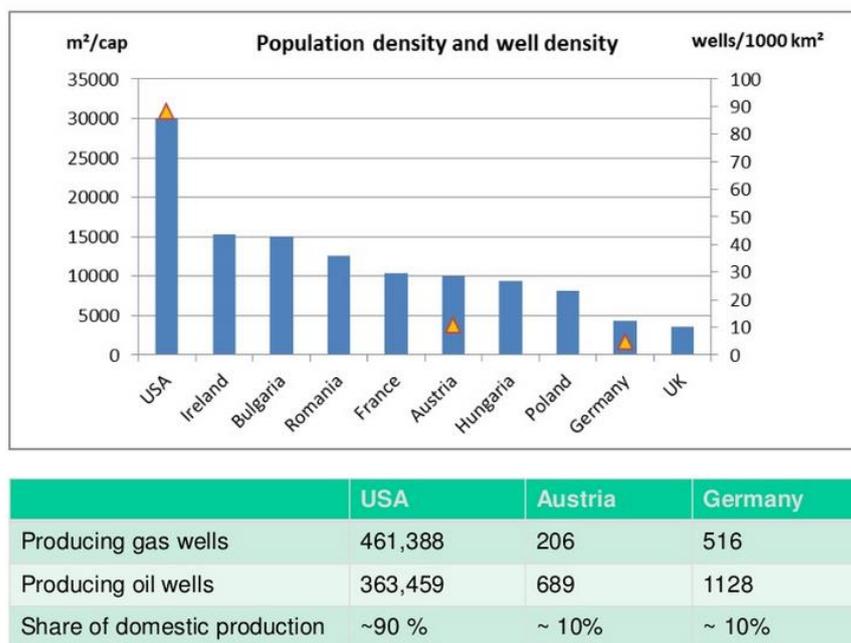


Abbildung 39: Fläche je Einwohner [m²/Kopf] und Bohrlochdichte [1000 km²], [1 42]

4. Ökologische Aspekte der Schiefergasnutzung

Nachfolgend werden ökologische Aspekte der Schiefergasnutzung, mögliche Gefahren, Risiken und Wissenslücken dargestellt. Bestehende oder erforderliche rechtliche Vorgaben sind nicht Gegenstand des Kapitels bzw. dieser Studie.

Im Rahmen der Umweltauswirkungen von Schiefergas müssen wasserbezogene Wirkungspfade, Flächenbeanspruchungen, nichtstoffliche Einwirkungen (Lärm, Lichtemissionen, Erschütterungen oder Radioaktivität), Treibhausgasemissionen sowie stoffliche Einwirkungen betrachtet werden.

In den USA wurden, mit Sicherheit auch aufgrund von Bürgerprotesten, Maßnahmen in die Wege geleitet, um die Förderung von Schiefergas sicherer zu machen. Darunter fallen die Gründung des Natural Gas Subcommittee durch das Secretary of Energy Advisory Board (SEAB) [I 44] sowie Studien, wie der „Secound Nintey Day Report“ (Improving the Safety & Environmental Performance of Hydraulic Fracturing). Der Kongress beauftragte die US Environmental Protection Agency (EPA) mit einer Studie über mögliche Auswirkungen von Fracking auf das Grundwasser.

Ein vorläufiger Report wurde von der EPA 2012 veröffentlicht. Die Endversion wird aber nicht wie geplant 2014 sondern wohl erst 2016 vorliegen [I 45], und das obwohl bereits heute mehrere tausend Bohrungen in den USA existieren [I 46]. Jedenfalls sollen aufbauend auf dieser Studie von der EPA Vorgaben zum Schutz des Wassers erarbeitet werden. Wie wirkungsvoll diese sein werden und welche Ausnahmeregelungen es geben wird, bleibt abzuwarten.

Das amerikanische Investor Environmental Health Network (IEHN, Zusammenschluss von Investmanagern, Mitglieder verwalten rund USD 35 Mrd.) bewertete 24 große Öl- und Gasunternehmen hinsichtlich der Offenlegung von Auswirkungen der Schiefergasproduktion bzw. der Maßnahmen zur Reduzierung von Umweltgefahren.

Insbesondere wurden Angaben über toxische Chemikalien, Wasser-und Abfallmanagement, Emissionen in die Luft, Auswirkungen auf die Allgemeinheit und Verantwortung der Führungskräfte bewertet. Firmen, wie BP, Exxon Mobil, Talisman Energy, Chevron and Shell schnitten schlecht ab [I 231].

Beispiele aus der Praxis:

Da von der Schiefergasindustrie immer wieder behauptet wird, dass es keine bzw. nur eingeschränkte Auswirkungen gibt, wird hier einleitend auf eine Liste von 1.000 Personen in Pennsylvania verwiesen, die Schäden – darunter auch am Wasser – beklagen (Details dazu finden sich in Kapitel 6)

[I 48]. Auch der ehemalige Präsident von Shell Oil, John Hofmeister, machte darauf aufmerksam, dass Fracking zu Wasserverunreinigungen führen kann [I 49].

Zahlreiche weitere Beispiele zu Wasserverunreinigungen, Verrohrungsfehlern, Auswirkungen auf die Gesundheit, illegaler Entsorgung von Abwässern und Auswirkungen von Quarzsand finden sich beispielsweise unter:

- Nationalparks und Fracking [I 50]
- Studie des „U.S. Geological Survey“ und des „U.S. Fish and Wildlife Service“ (Exemplare einer bedrohten Fischart wurden getötet) [I 51]
- Wasserverunreinigungen durch Fracking vermutet [I 52]
- Wasserverunreinigungen durch Frackung in Kanada vermutet [I 53]
- Verunreinigungen in Washington Country [I 54]
- Verunreinigungen in Colorado [I 55]
- Berichte über Leckagen auf Basis von Unterlagen einiger Schiefergasfirmen [I 56]
- Vorfälle in Deutschland [I 57]
- Bericht über Situation in Pennsylvania [I 58]
- Rohrinspektionen und vorgefundene Fehler [I 59],

[I 60]

- Workshop der National Academy of Science [I 61]
- Report über Einwirkungen auf die Gesundheit in Pennsylvania [I 62]
- gesundheitliche Auswirkungen von Fracking-Fludie [I 63]
- gesundheitliche Auswirkungen von Fracking [I 64]
- illegale Entsorgung von Abwässern über eine Industriekläranlage [I 65]
- Auswirkungen von Quarzsand [I 66]

Im Erdölfeld Bockstedt (Landkreis Diepholz) sind am 13. Juli 2013 etwa 5 m³ Lagerstättenwasser aus einer undichten Verflanschung an der Bohrung Bockstedt R1 auf den Bohrplatz der Wintershall Holding GmbH sowie eine angrenzende landwirtschaftlich genutzten Fläche ausgetreten. Bei der Bohrung handelt es sich um eine sogenannte Einpressbohrung, bei der eigentlich Lagerstättenwasser aus der Förderung des Erdölfeldes Bockstedt zur Druckerhaltung in die Lagerstätte zurückgefördert werden sollte, anstatt die Umgebung zu belasten [1 67],

[I 68].

4.1. Wasserverunreinigungen

Potenzielle wasserbezogene Wirkungspfade, die aus der Erkundung und Gewinnung von Schiefergas resultieren, sind schematisch in der folgenden Abbildung dargestellt. Damit ein Wirkungspfad relevant ist, müssen sowohl eine Durchlässigkeit/Permeabilität und eine Potenzialdifferenz (Druckunterschied), die erst ein gerichtetes Strömen ermöglichen, gegeben sein. Beides ist zum einen abhängig von den natürlichen Verhältnissen und zum anderen von Art und Umfang des Eingriffs [21].

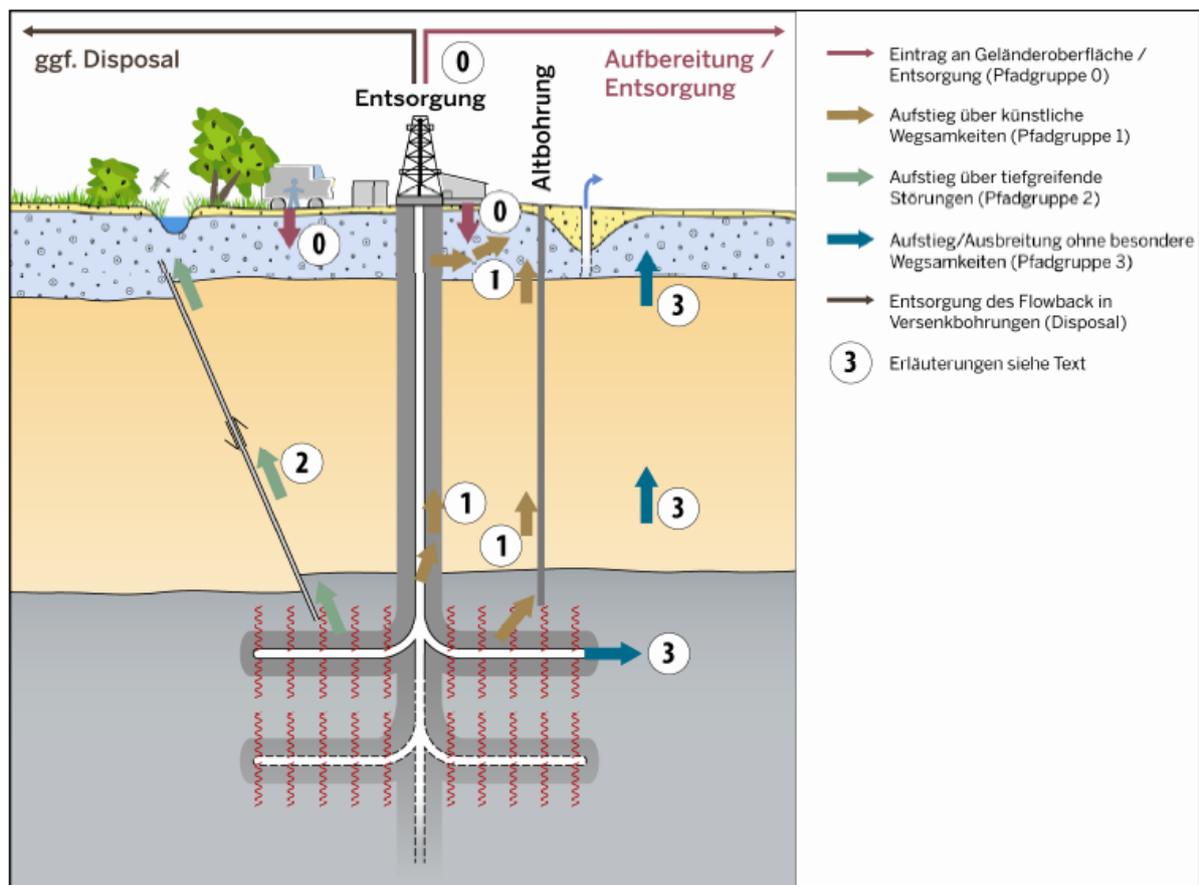


Abbildung 40: Schematische Darstellung potenzieller wasserbezogener Wirkungspfade

Pfadgruppe 0:

Dabei handelt es sich um (Schad-) Stoffeinträge an der Erdoberfläche insbesondere beim Umgang mit den Frack-Fluiden (Transport, Lagerung etc.) und bei der Entsorgung des Flowbacks (ohne Disposalbohrungen, also ohne Versenkbohrungen) insbesondere bei technischen Pannen. Hier ist insbesondere die Schutzfunktion der Deckschichten auf bzw.

unter dem Bohrplatz von Bedeutung, da der (Schad-) Stoffeintrag „von oben“ erfolgt. In Hinblick auf die Verschmutzung sind Normalfall und Störfall zu unterscheiden. Es existieren eine Reihe technischer und rechtlicher Maßnahmen (Unfallverhütungsvorschriften, Bohrplatzdesign etc.), um das Risiko einer Verschmutzung des Grundwassers zu minimieren [21].

Pfadgruppe 1:

Diese umfasst (Schad-) Stoffaufstiege und -ausbreitungen entlang von Bohrungen, also künstlichen Wegsamkeiten im Untergrund. Zu unterscheiden ist hier zwischen

- dem Aufstieg in/an der Erkundungs- oder Produktionsbohrung aufgrund von teilweise oder vollständigem Versagen der Zementierungen oder ungenügender Abdichtung gegenüber dem durchteuften Gesteinskörper,
- dem Versagen des Casings (Bohrlochverrohrung und Zementierung) während des Frackings und einem dadurch bedingten Direkteintrag sowie
- dem Aufstieg in/an Altbohrungen aufgrund ungenügender oder mittlerweile nicht mehr intakter Bohrlochabdichtung (Casing und Zementierung).

Insbesondere in Bezug auf die Langzeitsicherheit von Bohrungen spielen die jeweiligen hydrogeologischen und hydrochemischen Verhältnisse eine entscheidende Rolle. Aufgrund von hohen Temperaturen, Salz- und Kohlensäuregehalten im Untergrund etc. sind die Bohrlochverrohrungen und -zementierungen der Korrosion ausgesetzt, was langfristig zu einem Versagen führen kann. Je nach den vorherrschenden Potenzialdifferenzen können dann Fluide und/oder Gase auf- oder absteigen.

An der Produktionsbohrung kann es während des Frack-Vorgangs zu Leckagen und Undichtheiten kommen, die zu einem ungewollten Austritt von Frack-Fluiden in den Ringraum bzw. in das anstehende Gestein führen. Im worst-case Fall kommt es zu einem unmittelbaren Austritt von Frack-Fluiden in einen Grundwasserleiter.

Ob das Versagen des Casings (Bohrlochverrohrung) und ein damit verbundener Austritt von Frack-Fluiden in den Ringraum bereits während des Frackvorgangs (durch rapiden Druckverlust) erkannt wird, ist u.a. abhängig von der Größe der Leckage und der Permeabilität der Ringraumabdichtung. Das Risiko für direkte Einträge in oberflächennahe Grundwasserleiter über Leckagen im Ringraum lässt sich durch technische Maßnahmen beim Bohrlochausbau, wie z.B. Verrohrung oder Zementierung, verringern.

Auch im Hinblick auf Altbohrungen ist die Möglichkeit der Steuerung und Überwachung der Rissausbildung beim Fracking von Bedeutung, da es durch die Risse unmittelbar zu einem hydraulischen Anschluss von Altbohrungen kommen kann.

Während der Gewinnung kann es in Abhängigkeit von den hydrogeologischen Verhältnissen und den zum Einsatz kommenden Techniken lokal und zeitlich befristet zur Ausbildung einer Potenzialsenke im Auswirkungsbereich der Produktionsbohrung kommen, wodurch ein unregelmäßiger Aufstieg von Gasen und Fluiden entlang des Bohrlochs eher unwahrscheinlich würde. Dies ist im Einzelfall anhand einer numerischen Grundwassermodellierung zu analysieren.

In der Nachbetriebsphase spielt die Frage der Langzeitsicherheit, insbesondere der Zementation, aber auch des Casings, eine besondere Rolle. Nach Beendigung der Gewinnung werden sich i.d.R. wieder die ursprünglichen Potenzialverhältnisse einstellen. Bei aufsteigenden Potenzialverhältnissen (Strömungen nach Oben) und Durchlässigkeiten kann es dann entlang der Bohrungen zu Aufstiegen von Gasen, Frack-Fluiden und Formationswasser kommen [21].

Pfadgruppe 2:

Sie umfasst alle Wirkungspfade entlang von geologischen Störungen, die an der Erdoberfläche als – mehr oder weniger – linienhafte Belastungen wahrgenommen werden (ggf. auch punktuell, wenn der bevorzugte Aufstieg im Schnittbereich zweier Störungen/Störungssysteme erfolgt). Dabei kann die Durchlässigkeit an ein und derselben Störung abschnittsweise unterschiedlich sein. Hinsichtlich ihrer Risikopotenziale ist zu unterscheiden zwischen

- tiefgreifenden Störungen/Störungszonen, die durchgängig aus dem Bereich der Lagerstätte bis in die (oberflächennahen) nutzbaren Grundwasservorkommen reichen und eine Durchlässigkeit aufweisen und

- Störungen/Störungszonen, die nur Teilstrecken zwischen der Lagerstätte und den (oberflächennahen) nutzbaren Grundwasservorkommen durchschlagen und eine Durchlässigkeit aufweisen.

Durchgehende Störungen/Störungssysteme vom Bereich des Zielhorizontes (in dem gefrackt wird) bis zur Erdoberfläche sind in Bezug auf die Gefährdung oberflächennaher Grundwasservorkommen generell als bedeutsamer anzusehen, als Störungen, die nur Teilbereiche des Grund- und Deckgesteins durchteufen. Während bei tiefgreifenden, durchgehenden Störungen eine Überwachung allerdings eher möglich ist, zumindest wenn der Ausbiss im Bereich der Geländeoberfläche bekannt ist, können Störungen, die nur Teilbereiche des Deckgesteins betreffen, nur schwer überwacht werden. Bei entsprechender hydraulischer Wirksamkeit (Durchlässigkeit und Potenzialdifferenzen) können sie – zumindest für Teilbereiche – als bevorzugte Aufstiegsbahnen für Fluide und Gase dienen, die sich danach weiter diffus ausbreiten können. Die Bedeutung als Aufstiegsweg wird hier weniger für den relativ kurzen Zeitraum des eigentlich Frackings (i.d.R. wenige Stunden) als vielmehr in der Langzeitbetrachtung nach Abschluss der Gewinnung gesehen.

Im Hinblick auf die Pfadgruppe 2 ist auch die Möglichkeit der Steuerung und Überwachung der Rissausbildung beim Fracking von Bedeutung, da es hier unmittelbar zu einem hydraulischen Anschluss an Störungen und Störungssysteme kommen kann. Simulationen der Rissbildung im Vorfeld einer Frack-Maßnahme sind allerdings mit Unsicherheiten behaftet. Eine genaue Prognose der Rissausbreitung ist nicht möglich.

Insgesamt sieht das deutsche Umweltbundesamt noch Entwicklungsbedarf im Hinblick auf Modellierung, Steuerung und Überwachung der Rissausbreitung, da die Lage und Dimension der erzeugten Risse für die Relevanz der Wirkungspfade der Pfadgruppen 1 bis 3 und für die Ableitung entsprechender „Sicherheitsabstände“ von entscheidender Bedeutung sein kann [21].

Pfadgruppe 3:

Flächenhafte Aufstiege von Gasen und Fluiden bzw. deren laterale (seitliche) Ausbreitung durch die geologischen Schichten (z.B. über einen Grundwasserleiter) ohne bevorzugte Wegsamkeiten, wie sie für die Pfadgruppen 1 und 2 beschrieben wurden. Die Wirkungspfade der Pfadgruppe 3 hängen im Wesentlichen von den geologischen/hydrogeologischen Bedingungen ab. In der Pfadgruppe 3 werden folgende Wirkungspfade unterschieden:

- Direkteintrag von Frack-Fluiden in den Untergrund beim Frack
- (diffuser) Aufstieg von Gasen und Frack-Fluiden durch die überlagernden Schichten
- (diffuse) laterale Ausbreitung von Gasen und Frack-Fluiden (in unterschiedlichen Bereichen des hydrogeologischen Systems)

Noch weit mehr als in den anderen Pfadgruppen ist in der Pfadgruppe 3 eine Kombination der Wirkungspfade möglich. Grundvoraussetzung für die „Aktivierung“ der genannten Pfade sind auch hier Durchlässigkeiten und Potenzialdifferenzen. Die eigentliche Phase des Frackings wird – bei den derzeit diskutierten Tiefen > 1.000 m – als zu kurz angesehen, um unmittelbar zu einer negativen Beeinträchtigung oberflächennaher Grundwasservorkommen über diese Pfade führen zu können. Während der Gewinnung spielt in erster Linie der unkontrollierte Aufstieg von Gasen über diese Wirkungspfade eine Rolle. Als bedeutsam werden diese Wirkungspfade auch in der Nachbetriebsphase angesehen, wenn sich Durchlässigkeiten und Potenziale wieder einstellen.

Die Pfadgruppe 3 beinhaltet auch das direkte – gewollte – Einbringen von Frack-Fluiden während des eigentlichen Frackvorgangs in den Untergrund und damit u.U. in das Grundwasser. Sowohl durch diesen Direkteintrag als auch durch potenzielle Reaktionsprozesse zwischen Frack-Fluiden, Formationswasser und Gestein kann das Grundwasser in seiner hydrochemischen Beschaffenheit beeinträchtigt werden [21].

Kombination von Pfadgruppen und Langzeitwirkungen:

Die potenziellen Wirkungspfade sind im Hinblick auf eine Gefährdung des Grundwassers durch Fracking sowohl einzeln als auch in Kombination zu betrachten. Da viele Fließvorgänge im tiefen Untergrund sehr langsam ablaufen, sind – auch im Zusammenhang mit den Summenwirkungen – die Langzeitwirkungen abzuschätzen. Hierbei muss das jeweilige hydrogeologische Gesamtsystem betrachtet werden. Denkbare Szenarien für summarische und großräumige Auswirkungen sind z.B.:

- Anschluss an großräumige Grundwasserfließsysteme und ein damit verbundener Transport von Frack-Fluiden in andere Systeme,
 - z.B. in Gebieten mit komplexen, sich mehrfach überlagernden Grundwasserfließsystemen mit diffusen Grundwasseraussickerungsgebieten;

- Großräumiges Fracking, das zu einer deutlichen Erhöhung der Durchlässigkeit in der vormals als Grundwassergeringleiter anzusprechenden Zielformation führt. Bei der Verbindung von Frackingzonen können durchgehende Zonen mit erhöhter Durchlässigkeit entstehen.
- Überlagerungen und Wechselwirkungen mit anderen Nutzungen des tiefen Untergrundes,
 - z.B. in Gebieten mit tiefer Geothermie und ausgebeuteten Kohlenwasserstofflagerstätten,
 - z.B. in Gebieten mit Tiefenentwässerung durch den Steinkohlenbergbau;

Auswirkungen auf das hydrogeologische Gesamtsystem können langfristige Veränderungen sein, die erst nach Jahren/Jahrzehnten zu signifikanten Auswirkungen führen (wenn z.B. die Voraussetzungen durch intensives großflächiges Fracking oder durch Wechselwirkungen mit anderen Nutzungen (CCS, Geothermie, Speicherstätten) geschaffen wurden).

Für jeden (vor allem auch zeitlichen) Betrachtungsraum ist aus diesem Grund ein hydrogeologisches Systemverständnis unerlässlich, um im Hinblick auf die Erkundung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten mögliche großräumige und summarische Auswirkungen aufzuzeigen, zu modellieren und überwachen zu können. Derzeit sind jedoch für kein Geosystem ausreichende Datenbasen und darauf basierende Prognosemodelle vorhanden [21].

Beispiele aus der Praxis:

Es scheint, dass das „Pennsylvania Department of Environment“ (DEP) eigene Test- und Laborergebnisse, die Wasserverunreinigungen durch Fracking nachweisen, ignoriert [I 69]. Im Mai 2013 wurde am Beispiel des Marcellus-Beckens im Nordosten des Bundesstaats Pennsylvania darauf hingewiesen, dass die Anzahl der Überwachungsgeräte nicht mit der Anzahl der Förderstellen korreliert. Zudem stehen offenbar Messdaten der Industrie auf Grund der rechtlichen Situation nur eingeschränkt für Untersuchungen zur Verfügung [I 70].

Eine Untersuchung von Mitte Juni 2013 weist darauf hin, dass eine Gruppe von Wissenschaftern der Duke University (North Carolina) Proben in 141 privaten Brunnen in der Gegend des Marcellus-Beckens genommen hat. Diese wollen die Verunreinigung des Trinkwassers nachgewiesen haben.

Der Anteil des Heliums im Grundwasser der betreffenden Gegend sei identisch mit dem Anteil in den Fracking-Gasquellen, schreiben die Forscher. Die Wissenschaftler nehmen an, dass womöglich die Metallverkleidungen einer Fracking-Bohrung oder Betonschichten, die den Austritt von Gas verhindern sollen, löchrig sind. Die Daten zu Methan, Ethan und Propan deuten darauf hin, dass die Bohrungen das Wasser einiger Hausbesitzer belastet haben [I 71].

Eine Untersuchung der „University of Texas at Arlington“ von 100 privaten Wasserbrunnen in der Nähe von Bohrstellen im Barnett Shale zeigt eine erhöhte Schadstoffkonzentration von beispielsweise Arsen oder Selen, die durch die Förderung von unkonventionellen Erdgas in das Wasser gelangt sein könnten [I 72].

Die „Shale Reporter“ (Journalisten, die über Themen im Zusammenhang mit Schiefergas in Pennsylvania, Ohio, West Virginia und New York berichten) informierten in einem Beitrag darüber, dass ein Unternehmen Bohrschlamm und Sole illegaler Weise in einem Abwasserkanal entsorgt hat [I 74].

Die Studie „Estrogen and Androgen Receptor Activities of Hydraulic Fracturing Chemicals and Surface and Ground Water in a Drilling-Dense Region“ von Seiten der „The Endocrine Society“ berichtet über hohe Konzentrationen von hormonaktiven Chemikalien in Wasserproben in der Nähe von Frackingstellen, die in Colorado gefunden wurden

[I 232].

4.1.1. Eigenschaften der Frack-Fluide und mögliche Auswirkungen

Eine Auswertung der verfügbaren 80 Sicherheitsdatenblätter von Frack-Zubereitungen durch das deutsche Umweltbundesamt ergab, dass

- 6 Zubereitungen als giftig,
- 6 als umweltgefährlich,
- 25 als gesundheitsschädlich,
- 14 als reizend (Augen, Atmungsorgane, Haut; Sensibilisierung...),
- 12 als ätzend und
- 27 als nicht gefährlich

gemäß Richtlinien 67/548/EWG bzw. 1999/45/EG einzustufen sind. Eine Reihe eingesetzter Frack-Fluide weist gleichzeitig mehrere Gefährdungsmerkmale auf. Nach Angaben in den Sicherheitsblättern sind

- 3 Zubereitungen als stark wassergefährdend (WGK 3),
- 12 als wassergefährdend (WGK 2),
- 22 als schwach wassergefährdend (WGK 1) und
- 10 als nicht wassergefährdend (nwg)

eingestuft. In 33 Sicherheitsdatenblättern waren keine Angaben zur Wassergefährdungsklasse der Zubereitung aufgeführt.

Unter Frack-Zubereitungen werden die von den Frack-Servicefirmen hergestellten Produkte, die unter Handelsnamen bekannt sind und meist aus einem Gemisch verschiedener Chemikalien bestehen, verstanden. Frack-Fluide umfassen die in die Bohrung verpressten Fluide, die meist aus mehreren Frack-Zubereitungen durch Mischung mit Wasser hergestellt werden. Unter Frack-Additiven werden alle Stoffe verstanden, die dem Trägermedium zugemischt und mit dem Fluid in die Bohrung verpresst werden (vgl. Abschnitt 3.3.2.1).

Im Lauf der Analyse möglicher Auswirkungen der Frack-Fluide musste das deutsche Umweltbundesamt feststellen, dass die vorhandene Datengrundlage lediglich 21% der Zusammensetzungen der Frack-Fluide und nur 25% der rund 300 durchgeführten Fracks umfasste. Zusätzlich wurde festgestellt, dass die Sicherheitsblätter Abweichungen von den tatsächlich eingesetzten Fluiden aufweisen.

Offenbar ähnlich stellt sich der Sachverhalt für die Non-Profit Organisation „The Endocrine Disruption Exchange“ aus den USA dar [175]:

„A list of 944 products containing 632 chemicals used during natural gas operations was compiled. Literature searches were conducted to determine potential health effects of the 353 chemicals identified by Chemical Abstract Service (CAS) numbers. More than 75% of the chemicals could affect the skin, eyes, and other sensory organs, and the respiratory and gastrointestinal systems. Approximately 40-50% could affect the brain/nervous system, immune and cardiovascular systems, and the kidneys; 37% could affect the endocrine system; and 25% could cause cancer and mutations. These results indicate that many chemicals used during the fracturing and drilling stages of gas operations may have long-term health effects that are not immediately expressed.“

In einem Report der EPA [5], der Grundlage bzw. ein Teil der Studie „EPA's Study of Hydraulic Fracturing and Its Potential Impact on Drinking Water Resources“ sein soll, heißt es auf Seite 122:

„The EPA is compiling existing information on chemical, physical, and toxicological properties of hydraulic fracturing-related chemicals, which include chemicals reported to be used in injected hydraulic fracturing fluids and chemicals detected in flowback and produced water. There are currently over 1,000 chemicals.“

„The US House of Representatives' Committee on Energy and Commerce Minority Staff released a report (2011) noting that more than 650 products (i.e., chemical mixtures) used in hydraulic fracturing contain 29 chemicals that are either known or possible human carcinogens or are currently regulated Safe Drinking Water Act (SDWA).“ (Chemicals identified by the US House of Representatives Committee on Energy and Commerce as known or suspected carcinogens regulated under the Safe Drinking Water Act (SDWA) or classified as hazardous air pollutants (HAP) under the Clean Air Act.)

In über 650 eingesetzten Mischungen wurden also über 1.000 Chemikalien nachgewiesen, von denen zumindest 29 mögliche Krebsverursacher sind.

Bei den Druck- und Temperaturbedingungen im Zielhorizont und aufgrund der salinen Formationswässer ist anzunehmen, dass die eingebrachten Frack-Additive chemischen Transformations- und Abbaureaktionen unterworfen sind. Mikrobiologische Abbaureaktionen sind zu erwarten, sobald die Wirkung der eingebrachten Biozide nachzulassen beginnt. Es ist nicht auszuschließen, dass bei diesen Reaktionen stabile Metabolite entstehen, von denen ein human- und ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial ausgehen kann, das unter entsprechenden Umständen jenes der Ausgangsstoffe übersteigen kann [21]. Die Autoren weisen darauf hin, dass keine Informationen darüber vorlagen, in welchem Umfang relevante Transformations- und Abbaureaktionen im Frackhorizont ablaufen können.

Mit dem Frack-Fluid werden oftmals große Mengen an starken Oxidationsmitteln (z.B. Natriumpersulfat und Natriumbromat als Kettenbrecher) eingebracht, so dass – zumindest zwischenzeitlich – mit oxidierenden Bedingungen im Frackhorizont gerechnet werden muss. Unter diesen Bedingungen werden auch die in der Lagerstätte vorkommenden organischen Verbindungen Oxidationsreaktionen unterworfen, die zu toxischen Reaktionsprodukten führen können [21].

Im Abschnitt Wasserverunreinigungen finden sich Informationen über mögliche Verunreinigungen dieses Stoffes. Nachfolgend sind am Beispiel einiger ausgewählter Frack-Zubereitungen, die in Deutschland eingesetzt wurden, die Wirkungen dargestellt [21]:

Einsatzzweck	Produktname	Hersteller bzw. Importeur	Wassergefährdungsklasse	offizielle Gefahrenbezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)
Biozid	Be-4	Halliburton	2	T-giftig	gesundheitsschädlich beim Verschlucken; giftig beim Einatmen; Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich
Biozid	M275	Baker Hughes	keine Angabe	Xn-gesundheitsschädlich; C-ätzend; N-umweltgefährlich	Gesundheitsschädlich bei Einatmen Verschlucken und Berührung mit der Haut; verursacht Verätzungen; Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich; giftig für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben

Einsatz-zweck	Produkt-name	Hersteller bzw. Importeur	Wasser-gefährdungs-klasse	Gefahren-bezeichnung	Gefahrenhinweise (R-Sätze)
Gelbildner	LGC-8M	Halliburton	2	Xn- gesundheitsschädlich	Verdacht auf krebserzeugende Wirkungen; gesundheitsschädlich: kann beim Verschlucken Lungenschäden verursachen; wiederholter Kontakt kann zu spröder oder rissiger Haut führen
Kettenbrecher	HAT BREAKER	Halliburton	3	O-brandfördernd; C- ätzend; Xn- gesundheitsschädlich	Feuergefahr bei Berührung mit brennbaren Stoffen; entzündlich; verursacht Verätzungen; Sensibilisierung durch Hautkontakt möglich; gesundheitsschädlich beim Einatmen, Verschlucken und Berührung mit der Haut; schädlich für Wasserorganismen, kann in Gewässern längerfristig schädliche Wirkungen haben

Tabelle 17: eingesetzte Frack-Zubereitungen in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Deutschland

Von Seiten der Interessenten an der Schiefergas-Gewinnung hört man hingegen eher verharmlosende Aussagen, wie z.B.:

„durch Verdünnung unschädlich für die Umwelt“

„Produkte sind auch in Haushaltsreinigern zu finden“

“Fracking fluid, comprising about 99% water and sand, is pumped down the well under pressure. The water in fracking fluid forces the coal seams to open and the sand keeps the fractures open, providing a pathway for gas to flow more easily to the well. The remaining one per cent is made up of chemical additives used in such diluted forms they are rendered harmless to the environment.”

[I 77]

“Myth 5: There are over 500 dangerous chemicals in fracking fluid

THE FACTS

A. There are generally only a handful of chemicals in fracking fluid. In the example of Cuadrilla Resources in the UK, they are only using three, two of which only have to be revealed as they already exist in the public water supply of local supplier United Utilities. The third, polyacrylamide is widely used in water treatment and agriculture. In this case, polyacrylamide is used at a concentration of less than 0.25%, whereas the same "chemical" is used at a 2.5% solution in disposable contact lenses among other uses.

B. Drillers have an incentive to use less fluid both on cost grounds and for environmental risk abatement.

C. Many chemicals are already present in far greater concentrations under a kitchen sink in common household cleaners. A common chemical is also used in lipstick and many foods (sorbic acid) or in plastic containers (polypropylene).

One of the chemicals most often used in the highest concentration is hydrochloric acid, naturally occurring in stomach acid. Hydrochloric acid is present in higher concentrations in swimming pools than that found in fracking fluid.”

D. Fracking fluid is over 99.85% water and sand. Fracking fluid serves to act as a proppant so that gas can flow into the well bore and to the surface. Chemicals are necessary to keep the process going. Consider as well that chemicals are more expensive than water or sand, providing an incentive to use as little as possible.” [I 78]

Den Gipfel der Verharmlosungen dürfte die Aussage des Gouverneurs von Colorado, John Hickenlooper, vor dem dortigen Kongress zählen. Er soll dort mitgeteilt haben, dass Fracking-Flüssigkeit so sicher ist, dass man diese trinken kann [I 79].

4.2. Seismische Erschütterungen

Tabelle 18: **Magnituden-Skala bzw. Richterskala** informiert über die Richterskala [I 245].

Magnitude/Erdbeben auf der Richterskala	Auswirkungen bei seichten Erdbeben (bis 30 km Tiefe)
< 2	Nur mit Messinstrumenten registrierbar.
2	Direkt beim Epizentrum leicht spürbar.
3	Erschütterung vergleichbar mit jener eines vorbei fahrenden Lastwagens.
4	Gläser und Teller klappern, Fensterläden schwingen, geringe Schäden möglich.
5	Schornsteine stürzen ein, Möbel bewegen sich, Risse in den Wänden entstehen.
6	Erhebliche Beschädigungen an Gebäuden (Einsturzgefahr).
7 - 8	Katastrophales Beben mit extremer Zerstörungskraft, Tsunamigefahr an Küsten.

Tabelle 18: Magnituden-Skala bzw. Richterskala

Lechtenböhrmer [10] weist darauf hin, dass Fracking kleine Erdbeben der Stärken 1 bis 3 auf der Richterskala auslösen kann. In Arkansas soll sich danach die Häufigkeit kleiner Erdbeben in den letzten Jahren verzehnfacht haben. Es wird befürchtet, dass dies auf die massive Zunahme der Bohraktivitäten im Fayetteville-Schiefergebiet zurück zu führen ist. Auch in der Region um Fort Worth kam es seit Dezember 2008 zu mindestens 18 kleineren Erdbeben. Die Stadt Cleburne allein verzeichnete von Juni bis Juli 2009 sieben Erdbeben in einem Gebiet, in dem in den 140 Jahren zuvor kein einziges Erdbeben registriert worden war.

Im April 2011 ereignete sich in der britischen Stadt Blackpool ein kleines Erdbeben (1,5 auf der Richterskala), dem im Juni 2011 ein größeres folgte (2,5 auf der Richterskala).

Das Unternehmen Cuadrilla Resources, das im Erdbebengebiet Hydrofracking-Maßnahmen durchführte, stoppte diese Aktivitäten und gab eine entsprechende Untersuchung in Auftrag. Es kündigte an, dass es den Betrieb einstellen werde, falls zwischen den Erdbeben und den Bohraktivitäten des Unternehmens ein Zusammenhang festgestellt werde [10].

Beben mit einer Stärke von 2 oder niedriger, die kaum gefühlt werden können, werden quasi routinemäßig durch Fracking angeregt. Im diesem Bereich dürften die Magnituden allerdings zu klein sein, um ernsthafte Schäden hervorzurufen [I 80].

Mit einer Verzögerung von mehr als einem Jahr wurde im Dezember 2012 über ein Erdbeben der Stärke 5,6 in Oklahoma berichtet, das sich bereits im November 2011 ereignet hatte [I 81]. Experten des „Columbia University's Earth Observatory“ und der „University of Oklahoma's School of Geology and Geophysics“ machten im Magazin „Science“ im Juli 2013 darauf aufmerksam, dass auch die Entsorgung von Abwässern im Rahmen von Fracking im Zusammenhang mit Erdbeben stehen kann. Es wird für möglich gehalten, dass das Beben in Oklahoma durch das Verpressen ausgelöst wurde. 14 Häuser wurden dabei zerstört und zwei Menschen verletzt. Von den Versenkbohrungen scheinen solche mit hohen Drücken und/oder mit großen Mengen an entsorgten Flüssigkeiten problematisch zu sein. Die Anzahl von Erdbeben mit der Magnitude von 3,0 oder größer hat sich von durchschnittlich 21 pro Jahr im Zeitraum von 1967 bis 2000 auf 188 im Jahr 2011 gesteigert [I 82].

In diesem Zusammenhang die Experten der „Columbia University's Earth Observatory“ auch darauf hin, dass im mittleren Westen der Vereinigten Staaten mindestens die Hälfte der Erdbeben mit einer Magnitude über 4,5 in der Nähe von Versenkbohrungen aufgetreten sind [I 83].

Die BGR meint, dass die Seismizität im Zusammenhang mit der hydraulischen Risserzeugung (Fracking) im Allgemeinen so gering ist, dass sie an der Oberfläche keine Auswirkungen hat. Spürbare Erdbeben betrachtet die BGR als Einzelfälle. Regionen mit natürlicher Erdbebentätigkeit sollten nach Meinung der BGR allerdings gemieden werden [1].

Nach Mitteilung des Nachrichtenmagazins skyNews sind Experten der Durham Universität (Energy Institute) zu ähnlichen Ergebnissen gelangt:

„Most tremors caused by fracking are no more noticeable than those caused by "jumping off a ladder onto the floor", researchers have said.“ [I 84].

Dennoch sollte zumindest in Regionen mit natürlicher seismischer Aktivität kein Fracking angewandt werden.

4.3. Emissionen – Lärm, Licht, stoffliche Einwirkungen

4.3.1. Lärm

Bei diesen Emissionen unterscheidet man die Quellen in

- ortsfeste Anlagen oder Prozesse,
- mobile Anlagen oder Prozesse sowie
- Transportvorgänge.

Die Hauptemissionsquellen bei Bohrungen können wie folgt gereiht werden [13]:

- Kompressoren
- Rohr-/Bohrlochverrohrung-Vorbereitung und Reinigung
- Hebewerksgeräusche (z.B. aus Lufthebeverfahren)
- Transport oder Verarbeitungsvorgänge

Stärke und Dauer des Lärms sind in den jeweiligen Lebenszyklusphasen des Bohrbetriebs unterschiedlich stark ausgeprägt.

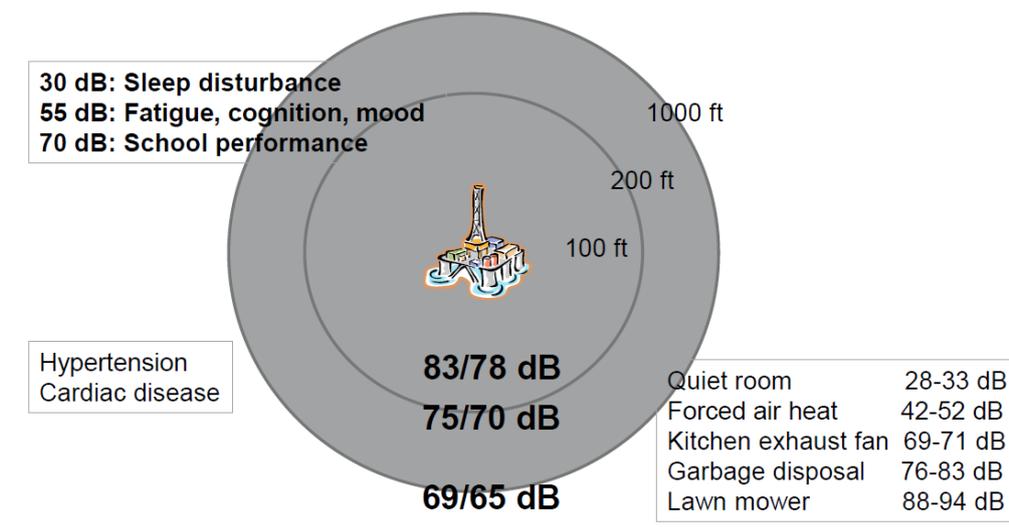
Zittel geht von mehreren hundert Lastwagenfahrten (für das benötigte Wasser, die Chemikalien und Abwasserabtransport) pro Frackvorgang aus. Die Übertragbarkeit dieser Verhältnisse aus den USA auf Europa wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst (beispielsweise von der Menge der benötigten Materialien oder der Möglichkeit Lastwagenfahrten durch die Anbindung von Bohrstellen bzw. entsprechender Gebiete an Pipelines zu reduzieren).

So geht das deutsche Umweltbundesamt davon aus, dass LKW-Fahrten und damit der dadurch verursachte Lärm durch die Zufuhr von Wasser und die Abfuhr von Lagerstättenwasser über Rohrleitungen oder eine Wasserentnahme aus eigenen Brunnen erheblich reduziert werden können. Die Chemikalien für das Fracking werden jedenfalls mit Tanklastwagen angeliefert und erst auf dem Bohrplatz gemischt.

In der Studie „Environmentally Friendly Drilling Systems“, welche auf der Website des US-amerikanischen „National Energy Technology Laboratory, Department of Energy“ zu finden ist, wurden Lärmbeeinflussungen aus 2 Geothermiebohrungen in Hague (Niederlande) in der Nähe eines Krankenhauses herangezogen. Die Geräusche konnten mit wirksamen Maßnahmen unter 50 dB (A) gebracht werden, was einer ruhigen Straße entspricht [I 85].

Die beiden folgenden Abbildungen informieren über Lärmemissionen (in Abhängigkeit vom Abstand von der Bohranlage), die durch das Fracking hervorgerufen werden können. Ferner stellen sie auch Vergleiche mit anderen Quellen dar und informieren über Vorgaben, speziell in Colorado [I 86].

Hazards Associated with Noise



Colorado School of
PUBLIC HEALTH

Abbildung 41: mit Lärm assoziierte Gefahren

Gemäß Abbildung 41 ist im Abstand von ca. 30 m vom Bohrplatz mit 78 bis 83 dB (A) zu rechnen. Bei knapp 60 Meter Entfernung mit 70 bis 75 dB (A) und bei etwa 300 m mit 65 bis 69 dB (A). Auf der anderen Seite macht die Abbildung darauf aufmerksam, dass ab 30 dB (A) mit Schlafstörungen zu rechnen ist, ab 55 dB (A) mit Erschöpfung oder Nachlassen der Konzentration.

Colorado Well Setback Rules

- Old Rules: 150/350 ft for rural/urban areas
- New Rules (Feb 2013): 500 ft, with mitigations for noise, traffic etc. up to 1000 ft
- Industry: too far
- Some Front Range Communities: not far enough
 - Bans of HVHF in Longmont, Erie, Fort Collins, Boulder
 - Litigation!



Photo credit: Denver Post, Hyoung Chang

Colorado School of PUBLIC HEALTH

Abbildung 42: Abstandsregelungen für Bohranlagen in Colorado

Einigen Gemeinden geht die Neuregelung der Änderung von Abstandsregelungen für Bohranlagen in Colorado (siehe Abbildung 42) nicht weit genug. Es gibt auch Rechtsstreitigkeiten zum Verbot von Fracking (HVHF - High Volume Hydraulic Fracturing), so z.B. in Longmont.

4.3.2. Licht

Lichtemissionen sind ein standortbezogener Wirkfaktor. Sie entstehen bei den Arbeitsprozessen, welche auch nachts durchgeführt werden. Bohrungen, insbesondere Produktionsbohrungen, werden aus technischen und Kostengründen 24 Stunden am Tag, 7 Tage die Woche betrieben.

Obwohl die Betreiber die Beleuchtung auf den Bohrplatz fokussieren und somit die direkten Lichtemissionen zu minimieren versuchen, ist mit Streu- und Reflektionslicht zu rechnen. Diese Art von Lichtemissionen kann beispielsweise durch Bebauung oder Bepflanzung reduziert werden [13].

Stärke und Dauer der Licht-Emissionen sind in den jeweiligen Lebenszyklusphasen des Bohrbetriebs unterschiedlich stark ausgeprägt. Eine nicht unwesentliche Rolle spielt dabei zumindest in den USA das Abfackeln von unkonventionellem Gas.

4.3.3. Stoffliche Einwirkungen

Bei Betrachtungen zu diesem Thema gilt es folgende Emissionen zu berücksichtigen:

- gasförmige Emissionen von über Tage
- Staubemissionen
- flüssige Abfälle zur Entsorgung
- feste Abfälle zur Entsorgung (Bohrgestänge, Rohntouren, Bohrklein)
- Entsorgung von NORM (Natural Occuring Radioactive Material – natürlich auftretendes radioaktives Material, Radioisotope)
- Stoffeinträge in den Untergrund
- Änderung des Wasserhaushaltes
- Stoffemissionen aus dem Untergrund

Einige der Punkte in der obigen Liste werden an anderen Stellen dieser Studie behandelt. Hier gilt die Aufmerksamkeit dem ersten Punkt bzw. Luftschadstoffen aus regulären Anlagen. Aspekte der THG-Bilanz und des Abfackelns werden in den Abschnitten

Klimarelevanz von Schiefergas behandelt.

Primäre Quellen für Luftschadstoffe sind:

- Emissionen von LKW und Bohrausrüstungen (Schwebestaub, SO₂, NO_x, NMVOC (Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan) und CO)
- Emissionen aus der Erdgasverarbeitung und dem Erdgastransport (Schwebestaub, SO₂, NO_x, NMVOC und CO)
- Verdunstung von Chemikalien aus Abwasserteichen
- Emissionen aufgrund eines unkontrollierten Gasaustritts und von Ausblasungen (Dispersion von Bohr- oder Hydrofracking-Flüssigkeiten in Verbindung mit Schwebestaub aus der Lagerstätte)

Der Betrieb von Bohrausrüstungen verbraucht große Mengen an Kraftstoff, bei deren Verbrennung im günstigen Fall „nur“ CO₂ entsteht.

Berichte aus den USA über negative Auswirkungen (Erkrankungen von Personen, Todesfälle bei Tieren; drastisch erhöhte Emissionswerte in Regionen mit konzentrierten Erdgas- und Erdölaktivitäten) werden sich wohl in dieser Form auf Grund gesetzlicher Grenzwerte für Emissionen auf die EU nicht übertragen lassen [10]. Für die Bohr- und Förderprozesse wird allerdings wohl dieselbe Art von Maschinen (wie beispielsweise Dieselaggregate) eingesetzt, die folglich auch dieselben Schadstoffe abgeben.

Hier sollten neben den Emissionsfaktoren auch die Gesamtauswirkungen begrenzt werden, also nicht nur Grenzwerte für einzelne Maschinen oder vergleichbares festgelegt werden, sondern auch für gesamte Bohrgebiete, da sich die Emissionen aus Mehrfachbohrflächen summieren. Das sollte für Emissionen in allen Phasen einschließlich der Emissionen bei Verarbeitung und Transport des Gases berücksichtigt werden.

Zur Minimierung des unkontrollierten Gasaustritts und von Ausblasungen oder Unfällen sollten strenge Vorschriften erlassen und deren Einhaltung kontrolliert werden [10].

4.4. Unerwünschte explorierte Stoffe – Radioaktivität

Lechtenböhrer [10] weist darauf hin, dass die meisten Schwarzschiefervorkommen in den USA einen Urangehalt von 0,0016 bis 0,002 % aufweisen, die Menge an radioaktiven Substanzen von Formation zu Formation jedoch schwankt.

Meiners [13] macht darauf aufmerksam, dass das im Zusammenhang mit der Produktion von Kohlenwasserstoffen geförderte Formationswasser und damit der Flowback deutlich erhöhte Aktivitätskonzentrationen an Radium-226, Radium-228 und Tochternukliden, wie insbesondere gasförmigem Radon-222 oder auch Blei-210, aufweisen können.

Strahlenbelastungen von Arbeitnehmern bzw. der Bevölkerung infolge der Gehalte an NORM (Natural Occuring Radioactive Material – natürlich auftretendes radioaktives Material, Radioisotope) in den Formationswässern könnten theoretisch über verschiedene Expositionspfade möglich sein:

- Gammastrahlung ((weitreichendste ionisierende Strahlung) insbesondere hervorgerufen durch kurzlebige Radium-226/-228 Tochternuklide; äußere Strahlenexposition)
- Freisetzung von Radon und Inhalation von Radon und Radon-Folgenukliden

- unbeabsichtigte Direktingestion (Aufnahme eines Stoffes über den Mund bzw. Verdauungstrakt) von kontaminiertem Material sowie Inhalation von kontaminiertem Staub
- Nutzung von kontaminiertem Wasser (das belastete Wasser müsste dazu in den Kreislauf des Trinkwassers gelangen)

Strahlenexpositionen der allgemeinen Bevölkerung infolge der Nutzung von kontaminiertem Oberflächenwasser oder Grundwasser als Trinkwasser oder für die Erzeugung von Nahrungsmitteln könnten allerdings nur infolge von unkontrollierten Übertritten von Flowback/Formationswässern in das genutzte oberflächennahe Grundwasser (sowie ggf. bei nicht-sachgerechter Abwasserbehandlung) auftreten [13].

Die im Marcellus Shale geförderten Gesteine sind hochradioaktiv (das 25fache der Hintergrundstrahlung an der Oberfläche). Dennoch wurden Teile des Abraums einfach über das Erdreich verteilt. Messungen im Jahr 1999 ergaben eine Aktivität aufgrund von Cäsium-137 (ein radioaktives Cäsiumisotop) von 74 Bq je kg Erdreich [10]. Die Cäsium-137-Aktivität beträgt im Allgemeinen im Mittel ca. 20 Bq/kg. Die Richtigkeit dieser Aussage konnten die Autoren der gegenständlichen Veröffentlichung nicht prüfen. Dieses Radionuklid hat eine Halbwertszeit von etwa 30 Jahren.

Zur Information: Die Cs-137-Kontamination von landwirtschaftlichen Erzeugnissen liegt in Deutschland im Allgemeinen im Bereich von weniger als einem Bq/kg Frischmasse (0,07 Bq/kg für Getreide im Jahr 2012). Im Vergleich zu landwirtschaftlichen Produkten sind wild wachsende Pilze (32 Bq/kg Steinpilze im Jahr 2012) und Wildfleisch (190 Bq/kg Wildschwein im Jahr 2012) in Folge von radioaktiven Fallout deutlich höher kontaminiert. Wegen des sehr wirksamen Nährstoffkreislaufs in Waldökosystemen ist zu erwarten, dass die Aktivitäten auch in Zukunft nur sehr langsam zurückgehen. Eine Pilzmahlzeit mit 200 g höher kontaminierten Trompetenpfifferlingen aus Südbayern mit etwa 3.000 Bq/kg Cs-137 hätte beispielsweise eine Exposition von 0,008 mSv (Millisievert) zur Folge. Eine Belastung von 0,008 mSv entspricht weniger als einem Hundertstel der jährlichen natürlichen Strahlenbelastung und kommt zu dieser hinzu. Diese beträgt in Deutschland im Mittel 2,1 mSv und liegt je nach örtlichen Gegebenheiten zwischen 1 und 10 mSv [1 247][1 247][1 247][1 247][1 247][1 247][1 247][1 247].

Ebenfalls für das Marcellus Shale berichtet eine Studie der „Radioactive Waste Management Associates“ (Beratungsunternehmen, Mitarbeiter mit Auszeichnung vom US Department of Energy) aus dem Jahr 2012, dass die Radon Konzentration an Bohrlöchern in diesem Gebiet durchschnittlich um den Faktor 70 höher ist als die von Bohrlöchern für konventionelles Erdgas in den USA. Die Publikation macht des Weiteren auf das dadurch erhöhte Risiko für Lungenkrebs aufmerksam [I 88].

Zahlreiche Artikel weisen im Zusammenhang mit unerwünscht explorierten Stoffen auf radioaktive Substanzen und damit einhergehende Gefahren hin. Es folgt eine kleine Auswahl:

- Erdgas aus dem Marcellus Shale Gebiet aus Pennsylvania enthält viel höhere Konzentrationen an Radon als Gas aus anderen Regionen (Texas, Golfküste) [I 90]
- Industrielle Kläranlagen sind nicht in der Lage die radioaktiven Substanzen abzuscheiden– Fallbeispiel in Pennsylvania „Brine Treatment’s Josephine plant“: 20 Meter stromabwärts, gemessen vom Einleiter, lag der Radon-266 Wert um 66% höher als dies der Trinkwasser-Standard erlaubt [I 91]
- Rockland County plant die Behandlung von Schiefergas-Abfällen in Kläranlagen zu verbieten [I 92]
- In Ohio forderten Bürgergruppen die fachgerechte Entsorgung radioaktiven Mülls aus Fracking-Prozessen [I 93]
- In New Jersey forderten Bürgergruppen einen Fracking-Müll-Ban [I 94]
- Fonterra (größtes Milchunternehmen in Neuseeland) will Milch aus Fracking-Gebieten nicht mehr abnehmen [I 95]
- Studie der Duke University (Durham, North Carolina) über radioaktive Substanzen aus Fracking-Abwässern in Flüssen von Pennsylvania [I 233]

4.5. Störfallmeldungen

Situation in Deutschland

Nach der Zentralen Melde- und Auswertestelle für Störfälle und Störungen in verfahrenstechnischen Anlagen (ZEMA), welche beim deutschen Umweltbundesamt angesiedelt ist, ist zu urteilen, dass es pro Jahr über 1000 Störfälle im Zusammenhang mit Öl- und Erdgas in Deutschland gibt.

Seit 1991 werden über diese Stelle alle Meldungen in Form des Erfassungsbogens zunächst nach Anhang V der alten Störfallverordnung aus 1991 und seit Mai 2000 nach Anhang VI der neuen Störfallverordnung aus 2000 (aufbauend auf der Seveso II-Richtlinie) am Umweltbundesamt zentral registriert. Nach Mitteilung der ZEMA sind im Zusammenhang mit den Meldungen folgende Probleme zu nennen:

- a. In den Angaben über Störfälle sind auch Unfälle im Rahmen des Transportes mitenthalten.
- b. Seitens der ZEMA wird vermutet, dass einschlägige Daten der statistischen Ämter der einzelnen Bundesländer über Störfälle bei der Öl- und Gasförderung nicht weitergegeben werden, sofern sie überhaupt vorliegen!
- c. Es werden nur meldepflichtige Ereignisse nach der nach Störfallverordnung gemeldet (Anhang VI Teil 1 der Störfallverordnung unterscheidet drei Gruppen von Gründen für die Meldepflicht von „Störungen des bestimmten Betriebs“, die hier verkürzt wieder gegeben sind: I. Unfallbedingte Entzündung, Explosion oder Freisetzung eines gefährlichen Stoffes,...; II. Bedeutsamkeit aus technischer Sicht im Hinblick auf die Verhinderung von Störfällen,...; III. Gefährliche Stoffe werden freigesetzt oder kommen zu unerwünschter Reaktion,...). Alle nicht unter die Verordnung fallenden Vorkommnisse werden somit nicht gemeldet.

Interessierte Personen bzw. Einrichtungen erhalten bei Bedarf weitere Details über die Art der Störfälle über (Kleiber, M. 2014):

- <http://www.infosis.uba.de/index.php/de/site/12981/zema/index.html>

Im Rahmen des Dialogprozesses zum Fracking (über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung), welcher durch die ExxonMobil Production Deutschland GmbH (das Unternehmen setzt auf das verstärkte Fracking in Deutschland) in das Leben gerufen wurde, wurde die Studie „Gutachten. Technische Sicherheit von Anlagen und Verfahren zur Erkundung und Förderung von Erdgas aus nichtkonventionellen Lagerstätten“ in Auftrag gegeben und im März 2012 veröffentlicht. Das Gutachten bezieht sich u.a. auf das genannte Unternehmen und schließt mit Empfehlungen ab. Ferner werden z.B. Wahrscheinlichkeiten des Eintritts unerwünschter Ereignisse berechnet.

2010 wurden bei dieser Firma 4900 „Augen-auf“ Vorgänge registriert. Davon bezogen sich 3684 auf erkannte Arbeitsplatzgefahren und 1149 Meldungen auf Beinaheunfälle bzw. unsichere Handlungen.

Das deutsche Umweltbundesamt wird in dieser „Exxon-Studie“ wie folgt zitiert:

„Ereignisse mit einer Umweltgefährdung werden im Bericht 2010 für Deutschland mit 26 (davon 8 meldepflichtig an die zuständige Bergbehörde (LBEG) mit ungeplantem Austritt von ca. 6 m³ wassergefährdenden Stoffen (5 m³ Lagerstättenwasser, 1 m³ chemische Zubereitungen)) angegeben. Ferner ist dem Bericht zu entnehmen, dass eine gezielte Recherche im Internet zu Ereignissen im Zusammenhang mit Fracking lediglich 24 Ereignisse im Zeitraum von 2003-2011 ergab.“

Hinweis: Allerdings gab es nach dem deutschen Umweltbundesamt zu urteilen bis Ende 2011 noch keine Gewinnung von Schiefergas in Deutschland. Es gab erste Fracks im Rahmen von Explorationsbohrungen (etwa 300 Fracks in Erdgaslagerstätten bis 2011) [20], [21]. In der Risikostudie von Exxon heißt es auf der Seite 3 [7]:

„Seit dem Jahr 2010 beabsichtigen ExxonMobil und andere Unternehmen jedoch auch hierzulande ‚unkonventionelle‘ Vorkommen zu erkunden und zu fördern.“

Zu hinterfragen ist auch die Aussage in der Exxon-Studie, es hätte im Marcellus Shale bis 2010 lediglich 4 Ereignisse beim Bohren und Fracken gegeben (Schwerpunkt liegt auf Methanmigration und Wasserverschmutzung durch Unfälle mit Flowback & Frackfluid).

Hinweis: Seit Ende des Jahres 2010 bis Anfang 2013 hat sich die Produktion von unkonventionellem Gas im Marcellus Shale vervierfacht (Vor 2009 war diese minimal.).

Situation in Österreich:

Die Umsetzung der Seveso II-Richtlinie ist im Wirtschaftsministerium angesiedelt. Das Lebensministerium ist daran beteiligt. Allgemein gilt für nach dieser Richtlinie eingestufte Anlagen, dass alle 5 Jahre mit einem kleinen Unfall zu rechnen ist. Beinahe-Unfälle werden nicht gemeldet. Es gab im Wirtschaftsministerium eine Meldestelle (vergleichbar mit der ZEMA), diese war nicht ergiebig und wurde eingestellt (Heidler, A. 2014).

In regelmäßigen Abständen lässt die EU-Kommission prüfen, ob Rohrleitungen gemäß der Seveso Richtlinie geregelt werden müssen. Störfälle bei Pipelines sind derzeit von Meldungen ausgenommen.

4.6. Saubere Fracking-Verfahren?

Am 21.11.2012 machte der Unterausschuss des EU-Parlaments auf Aktivitäten der OMV sowie der Montanuniversität Leoben in Österreich aufmerksam:

„26. weist auf die technologischen Entwicklungen in Österreich hin, wo die Industrie die Verwendung von Fracking-Flüssigkeiten, die ausschließlich aus Wasser, Sand und Maisstärke bestehen, vorschlägt; empfiehlt, dass andere Mitgliedstaaten und die Kommission die Möglichkeit untersuchen, Schiefergas ohne Einsatz von Chemikalien zu fördern, und verlangt weitere Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen mit Blick auf derartige Methoden und/oder Verfahren, die potentielle Auswirkungen auf die Umwelt verringern könnten;“ [I 96]

Im Sommer 2012 war zu lesen, dass ein wasserfreies Verfahren entwickelt wurde. Die Website des Unternehmens ist derzeit allerdings nicht mehr zugänglich [I 97].

Auch über den Einsatz von Propan, Kohlendioxid oder Stickstoff anstelle von Wasser ist zu lesen. Das Verfahren, welches in Texas vom kanadischen Unternehmen GasFrac (Anbieter und Rechteinhaber) erprobt wird, soll allerdings kostenaufwendiger sein, weniger Gas zu Tage fördern und im Fall des Einsatzes von brennbarem Propan zusätzliche Sicherheitsrisiken in sich bergen. Die zuständige Behörde „Railroad Commission of Texas“ meinte, dass die Technologie spannend ist, in Texas aber selten eingesetzt wird und auf Grund dessen auch in absehbarer Zeit keine Änderungen gesetzlicher Vorgaben für die Förderung zu erwarten sind [I 98].

Die Hessenschau informierte in einem Beitrag über neue Entwicklungen der Tou Gas GmbH, wonach Trinkwasser durch anderes Wasser beim Fracking ersetzt werden kann. Das Verfahren soll vorwiegend für die USA gedacht sein. Der Präsident des Hessischen Landesamtes für Umwelt und Geologie teilte am Ende des Beitrags mit, dass man auf Grund der verbleibenden Risiken nicht von "umweltfreundlichem Fracking" sprechen kann [I 234].

Dr. Berend Diekmann (deutsches Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Referatsleiter Grundsatzfragen der Außenwirtschaftspolitik) informierte im Rahmen der Veranstaltung „Energy Revolution 2.0 – Opportunities and Challenges of Shale Gas in the U.S.“ am 17.01.2013 in New York darüber, dass das Ziel der aktuellen deutschen Industrieforschung (u.a. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) ist, in drei Jahren Fracking ohne Einsatz von als „hazardous“ klassifizierte Substanzen (also Einsatz von nicht umweltgefährdenden Chemikalien) durchführen zu können [I 235].

Die Beispiele zeigen, dass offenbar verschiedene Verfahren entwickelt bzw. getestet werden, es jedoch intensiver Forschungsanstrengungen bedarf, bis ein Fracking ohne Zusatz chemischer Additive eingesetzt werden könnte.

Wenn dies möglich ist, muss auch hinterfragt werden, warum die Vorgaben zum Schutz des Wassers in den USA in der Vergangenheit gelockert wurden und entsprechende Technologien in der 40-jährigen Geschichte der Schiefergas-Gewinnung nicht schon früher erforscht bzw. eingesetzt wurden. Auf der anderen Seite stellt sich die Frage, in welchem Maß und mit welchem Energieaufwand Alternativen wie die einleitend erwähnte Maisstärke bereitgestellt werden können.

In Summe fragt sich auch, in wieweit Aussagen über den Verzicht auf Chemikalien Ablenkungsmanöver der Explorationsfirmen darstellen. Der Vorstandsvorsitzende Richard Moorman von Tamboran (Explorationsfirma) teilte im Februar 2012 gegenüber einer NGO in Irland mit, dass im Lough Allen Basin kein Einsatz von Chemikalien erfolgen wird [I 99]. Wenig später, im April 2013, hieß es gegenüber der Irish Times, dass auch dort Chemikalien eingesetzt werden sollen [I 100].

Von einer chemikalienfreien Förderung blieben das Gefährdungspotenzial durch die Schaffung von Wegsamkeiten und Austragspfaden für Formationswässer sowie die Förderung des dann ausschließlich aus Formationswässern bestehenden Flowback unbeeinflusst. Die allein vom Lagerstättenwasser ausgehende Gefährdung entlang möglicher Wirkungspfade ist primär von seiner chemischen Zusammensetzung und Mineralisation (Umwandlung organischer in anorganische Substanzen) abhängig und damit standortspezifisch. Somit muss in jedem Einzelfall das Lagerstättenwasser untersucht und bewertet werden [21].

4.7. Klimarelevanz von Schiefergas

Eine vollständige Beurteilung der Klimaverträglichkeit von Schiefergas kann erst erfolgen, wenn man auch den Energieträger mit einbezieht, der durch Schiefergas ersetzt werden soll. Unabhängig von der Klimabilanz dieses Energieträgers ist klar, dass Energieeffizienzmaßnahmen oder der Einsatz erneuerbarer Energieträger, wie z.B. Wind oder Photovoltaik eine bessere Option für das Klima darstellen als der Einsatz des erschöpfbaren Energieträgers Schiefergas.

Eine Reihe von Studien beschäftigt sich mit der Klimarelevanz von Schiefergas. Dementsprechend groß ist die Bandbreite an darin zu findenden Ergebnissen und Aussagen. Ein wichtiges Thema sind dabei auch Leckagen.

In ihrem Treibhausgasbericht 1990 – 2011 schätzt die EPA die Verluste aus Leckagen bei der Schiefergasproduktion auf lediglich 1,4% [1 111]. Daran gibt es Kritik von Wissenschaftlern, welche mit der Höhe der Leckagen auch den Beitrag von Schiefergas zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen in Frage stellen. So sollen nach einem Bericht im Magazin „Nature“ Leckagen bis zu 9% der Produktion betragen [1 112]. Anfang August 2013 wurde über eine neue Studie der National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) über Methan-Leckagen in Uintah Basin berichtet, wonach die Leckagen zwischen 6 und 12% betragen [1 113]. Leckagen oberhalb von 3,2% sollen die Vorteile hinsichtlich der Reduzierung von THG-Emissionen gegenüber von Kohle zunichtemachen [1 237].

Mitte August wurde von der Universität of Texas, Austin, Department of Chemical Engineering gemeinsam mit anderen Forschungseinrichtungen eine Studie über Methanemissionen an 190 Erdgasfeldern an Land durchgeführt. Die diffusen Emissionen – direkt aus den Bohrstellen – sollen demgemäß weitaus geringer sein als gemäß den Schätzungen der EPA. Allerdings zeigen die Ergebnisse auch, dass Methanemissionen aus pneumatischen Steuerungen, Pumpen für Chemikalien oder durch Anlagen-Lecks höher sind als in den Untersuchungen der EPA. In Summe sollen die Emissionen allerdings unter den Annahmen der EPA liegen. Wenn die Anlagen optimiert werden und Emissionen nicht an anderen Produktionsstandorten entweichen, könnte ein Beitrag zum sauberen Gasbereitstellung geleistet werden, so die Autoren [1 114]. Die Untersuchung wurde u.a. durch Öl- und Gasfirmen oder von dieser Industrie nachstehenden Personen gesponsert

[I 115].

Anfang September wurde in einer „Klarstellung“ darauf hingewiesen, dass die Studie als Best-Case-Szenario einzustufen ist, durchgeführt an von der Industrie bestimmten Orten. Viele Wissenschaftler haben unter Beweis gestellt, dass eine Ermittlung von Emissionen auch ohne Zusammenarbeit mit der Industrie möglich ist. Diese Untersuchungen wiesen viel höhere Emissionen nach. Die Diskrepanz könnte daran liegen, dass die Industrie, wenn diese unter Kontrolle steht, dazu neigt, Emissionen zu reduzieren, sodass diese unter der Norm liegen. Letztere können aber auch viel höher sein und bei Werten der NOAA (siehe vorangegangener Absatz bzw. Ausführungen über Leckagen) liegen. Die Studie führte auch keine Lebenszyklus Betrachtung durch. Schlussendlich wird jedoch empfohlen, dass Erdgas oder Schiefergas nicht benötigt wird und die Gesellschaft in erneuerbare Energien und Energieeffizienz investierten sollte [I 116].

Methan (CH_4) ist 21-mal so treibhauswirksam wie Kohlendioxid (gemäß Kyoto-Protokoll bezogen auf 100 Jahre; gemäß IPCC AR4 bezogen auf 20 Jahre 72 mal bzw. auf 100 Jahre 25 mal so treibhausgaswirksam). Eine Studie im Auftrag der Europäischen Kommission weist darauf hin, dass diese Berücksichtigung von Methan eine relevantere Rolle bei der Diskussion zur Erreichung des 2°C -Ziels haben sollte [14].

Eine Studie im Auftrag der Europäischen Kommission, Generaldirektion Klima, kommt – u.a. mit der Empfehlung beste verfügbare Technologien (BVT) für die Gewinnung einzusetzen – im Basisszenario zum Ergebnis [14]:

- Wird aus Schiefergas Strom erzeugt, so sind die THG-Emissionen pro bereitgestellter kWh um 4 bis 8% höher als bei Erzeugung aus konventionellem Erdgas, welches einer EU-Pipeline entnommen wird (Mehremissionen entstehen im Gewinnungsverfahren vor der Verbrennung), durch Optimierung können diese auf 1 bis 5% reduziert werden.
- Wird aus Schiefergas Strom erzeugt, so sind die THG-Emissionen pro bereitgestellter kWh um 2 bis 10% niedriger als bei Erzeugung aus konventionellem Erdgas, welches außerhalb von Europa in Pipelines fließt. Im Vergleich zu Strom, welcher über importiertes LNG erzeugt wird, sind die Schiefergas-THG-Emissionen pro kWh Strom um 7 bis 10% niedriger (Die Autoren weisen darauf hin, dass dies das Ergebnis einer hypothetischen Analyse unter Berücksichtigung von Studien mit Aussagen zur Lebenszyklusanalyse von Erdgas ist und das Ergebnis keinesfalls als eindeutig bzw.

sicher bezeichnet werden kann. Es ist auch möglich, dass die Emissionen höher als im oben geschilderten Fall sind.)

- Kohle bedingt im Vergleich zu Schiefergas 41 bis 49% höhere THG-Emissionen pro kWh Strom. Die Autoren machen darauf aufmerksam, dass dies im Einklang mit vielen anderen Studien über THG-Emissionen von Schiefergas steht (Betrachtung: Methan auf 100 Jahre 25 mal so treibhausgaswirksam als CO₂).

Unter Berücksichtigung von Ergebnissen aus Studien Dritter (also eine Peer-Review-Studie), kommt eine Veröffentlichung im Auftrag des britischen „Department of Energy and Climate Change's“ (DECC) vom 09. September 2013 zum Schluss, dass unter Sicherheitsvorkehrungen (Einsatz bestverfügbarer Technologien, Minimierung von Emissionen, Minimierung Wasserbedarf und Fahrzeugtransporte, Optimierungen, ...) der Einsatz von Schiefergas (423 – 535 gCO₂Äq/kWh) statt Kohle (837– 1130 g CO₂Äq/kWh) bei der Strombereitstellung für das Klima vorteilhafter ist. Natürlich sollten die durch Schiefergas verdrängten Energieträger dann nicht anderweitig zum energetischen Einsatz kommen [12], [I 117].

Eine Studie [7], welche im Rahmen des „InfoDialog Fracking“ der Firma ExxonMobil erstellt wurde, dürfte die bisher einzige Veröffentlichung sein, die sich mit der Klimabilanz von Schiefergas in Deutschland beschäftigt (Fritsche, U. et al. 2012). Es wurden darin verschiedene Szenarien betrachtet (Bohraufwand, förderbares Gasvolumen, diffuse Methanemissionen, keine Methanemissionen aus dem Flowback).

Der Vergleich von Schiefergas und Importkohle entlang des gesamten Lebenszyklus bis hin zur Verstromung lieferte ein erstaunliches Ergebnis: Die THG-Emissionen auf Schiefergas-Basis wurden von um 39% geringer bis zu um 33% höher als jene auf Basis von Kohle bewertet. Die Bandbreite ergibt sich dabei primär aus unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich des Bohraufwandes und des Fördervolumens [7].

Im Zusammenhang mit dem Export von Gas aus den USA wurde darauf hingewiesen, dass durch Verflüssigung, Transport sowie Vergasung dem Lebenszyklus von Erdgas 15% THG-Emissionen hinzufügen sind [I 118].

In den USA nahm der Anteil des Schiefergases in der Stromproduktion kurzzeitig deutlich zu, auf Kosten des Energieträgers Kohle. Während dadurch THG-Emissionen eigentlich reduziert werden, führt die geringe Nachfrage nach Kohle nicht nur zu Preisreduktionen, sondern speziell in Europa zu niedrigeren CO₂-Zertifikatspreisen und einem vermehrten

Einsatz von Kohle vor allem in der deutschen Stromproduktion. Dadurch sind die THG-Emissionen wiederum gestiegen.

Aus diesem Grund ist es von Interesse die CO₂-Äquivalente der Energieträger Kohle und Erdgas direkt und im Zusammenhang mit dem Einsatz in Kraftwerken miteinander zu vergleichen.

Die folgenden Tabellen stellen die CO₂-Äquivalente ausgewählter fossiler Energieträger für Deutschland dar. Ebenfalls eingetragen sind die Äquivalente für einen Einsatz in der Stromproduktion in Deutschland, allerdings ohne Berücksichtigung einer möglichen Wärmeauskopplung [I 109].

	CO ₂ -Äquivalente
Erdgas – Deutschland	1,069
Tagebau Steinkohle – Deutschland, Import aus Australien	1,241
Tiefbau Steinkohle – Vollwert aus Deutschland	3,626
Tagebau Braunkohle – Deutschland, Lausitz (Ost), bis Kraftwerk	0,480
Tagebau Braunkohle – Deutschland, rheinisches Revier, bis Kraftwerk	0,946

Abbildung 43: CO₂-Äquivalente ausgewählter Energieträger kg/kWh

	CO ₂ -Äquivalente
Braunkohle – Kraftwerk	1,009
Import-Steinkohle – Kraftwerk	0,888
Erdgas – GuD-Kraftwerk	0,405
Windpark an Land	0,009
Photovoltaik (monokristallin)	0,127

Abbildung 44: CO₂-Äquivalente ausgewählter Energieträger bei Einsatz im Kraftwerk kg/kWh (Strom in Deutschland 2010)

Die deutsche „AG Energiebilanzen“ gibt folgende Heizwerte für diese Energieträger an [I 110]:

- 29,926 MJ/kg für Steinkohle
- 9,038 MJ/kg für Braunkohle
- 46,909 MJ/kg für Erdgas (bei 35,182 MJ/m³, hier angenommene Dichte 0,75 kg/m³)

Erdgas hat also einen (um einen Faktor 1,6) höheren Energiegehalt je Gewichtseinheit als Steinkohle. Dennoch ist der Energieinhalt je Kilogramm größer als bei Steinkohle. Für

Braunkohle beträgt der Faktor gar 5,2, und dabei weist Erdgas bei energetischer Verwendung noch weniger Emissionen als Kohle auf. Folglich ist Erdgas weniger klimaschädlich als Kohle.

Fazit:

Die Darstellungen zur Klimarelevanz von Schiefergas verdeutlichen bestehende Divergenzen, Unsicherheiten und die Notwendigkeit weiterer Forschungen auch in diesem Bereich. Vom derzeitigen Stand des Wissens ausgehend lässt sich annehmen, dass die Höhe der Leckagen, die komplette Nutzungskette (Erkundung, Förderung, Verarbeitung, Rückbau, ...) und das förderbare Gasvolumen entscheidende Parameter für die Beurteilung der Klimarelevanz sind. Zur Beurteilung der Auswirkungen von unkonventionellem Erdgas in Europa auf das Klima müssten beispielsweise standortspezifische Parameter ebenso erfasst und ausgewertet, wie Unsicherheiten bei der Berechnung der Klimabilanz von konventionellen fossilen Energieträgern abgebildet und kommuniziert werden.

Auch eine differenzierte Betrachtung der einzelnen Energieträger z.B. nach deren Herkunft sollte dazu gehören. Jedenfalls liegt die Vermutung nahe, dass beim Schiefergas die Klimabilanz durch bedingte Mehraufwendungen schlechter ausfällt als bei konventionellem heimischem Erdgas. Auf jeden Fall stellt die Hebung von Energieeffizienzpotenzialen oder der Einsatz erneuerbarer Energieträger, wie z.B. Wind oder Photovoltaik eine bessere Option für das Klima dar als der Einsatz des erschöpfbaren Energieträgers Schiefergas.

Abfackeln von Gas:

Gas wird während der Produktion beispielsweise deshalb abgefackelt, weil es als Nebenprodukt bei der Erdölförderung anfällt oder keine Pipelines zum Abtransport oder Infrastruktur zur Weiterverarbeitung vorhanden sind. Auf Grund eines höheren Ölpreises Preis amortisieren sich Investitionen in Infrastrukturen für diesen Energieträger schneller.

Neben negativen Auswirkungen auf die Umwelt stellt das Abfackeln auch eine Verschwendung von Ressourcen dar.

Die Verordnung zur Luftreinhaltung für die Öl- und Gasindustrie aus dem Jahr 2012 (kostengünstige Regelungen, um schädliche Luftverschmutzungen aus der Öl- und Gasproduktion zu reduzieren; die EPA ist für deren Umsetzung und Verbesserung zuständig), welche auch das Abfackeln von Gas minimieren soll, lässt, während die Vorgaben für neue Bohrungen nach dem 11.08.2011 gelten, Ausnahmen nach 2015 zu [119]:

“Exceptions for new wells: Green completions are not required for:

- *New exploratory (“wildcat”) wells or delineation wells (used to define the borders of a natural gas reservoir), because they are not near a pipeline to bring the gas to market.*
- *Hydraulically fractured low-pressure wells, where natural gas cannot be routed to the gathering line. Operators may use a simple formula based on well depth and well pressure to determine whether a well is a low-pressure well.*
- *Owners/operators must reduce emissions from these wells using combustion during the well-completion process, unless combustion is a safety hazard or is prohibited by state or local regulations.”*

Ziel der Verordnung ist es, die Umwelt zu schonen und die Kosten der Unternehmen dafür in Grenzen zu halten (Produktion, Verarbeitung, Übertragung, Verteilung und Speicherung). Dies soll ohne Reduktion der Förderraten gewährleistet werden.

Die folgende Abbildung zeigt, dass das Abfackeln von Gas sogar aus dem All sichtbar ist [120].



Abbildung 45: Abfackeln von Schiefergas in den USA, Ausschnitt Bakken Shale

Nach einem Bericht zu urteilen werden 30% des Erdgases im Bakken Shale abgefackelt [121]. Der kleine Bildausschnitt stellt die Förderregion in North Dakota dar. Die USA sollen das fünfgrößte Land hinter Russland, Nigeria, Iran und Irak sein, welches Gas abfackelt. Ähnliches verdeutlicht nachfolgende Grafik, aufbauend auf Daten der North Dakota Industrial Commission für dieses Gebiet [122].

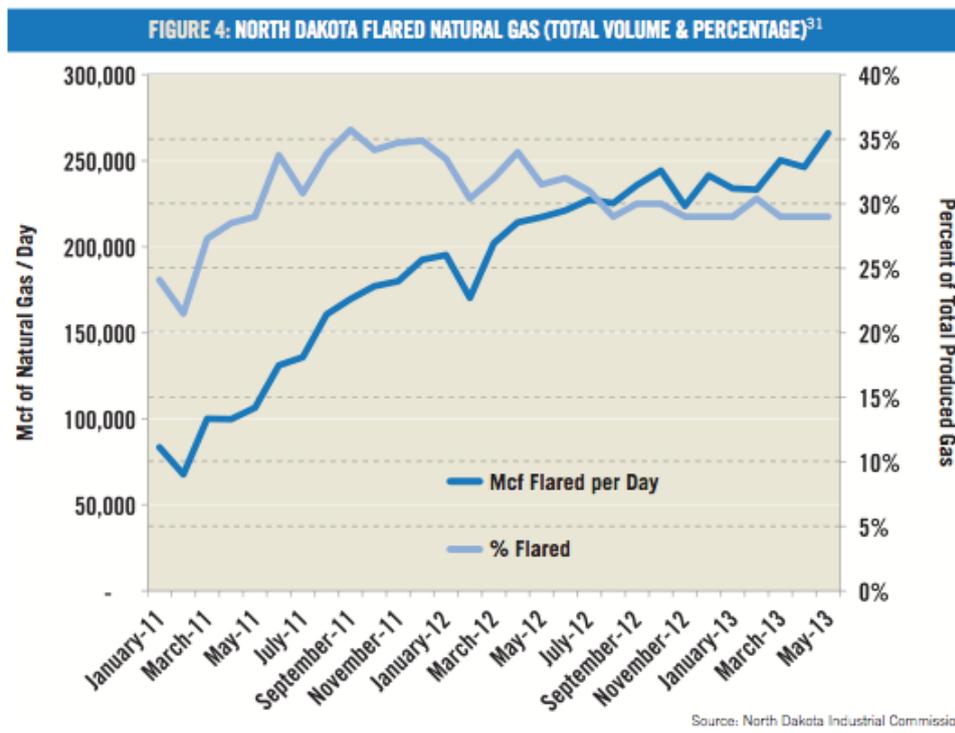


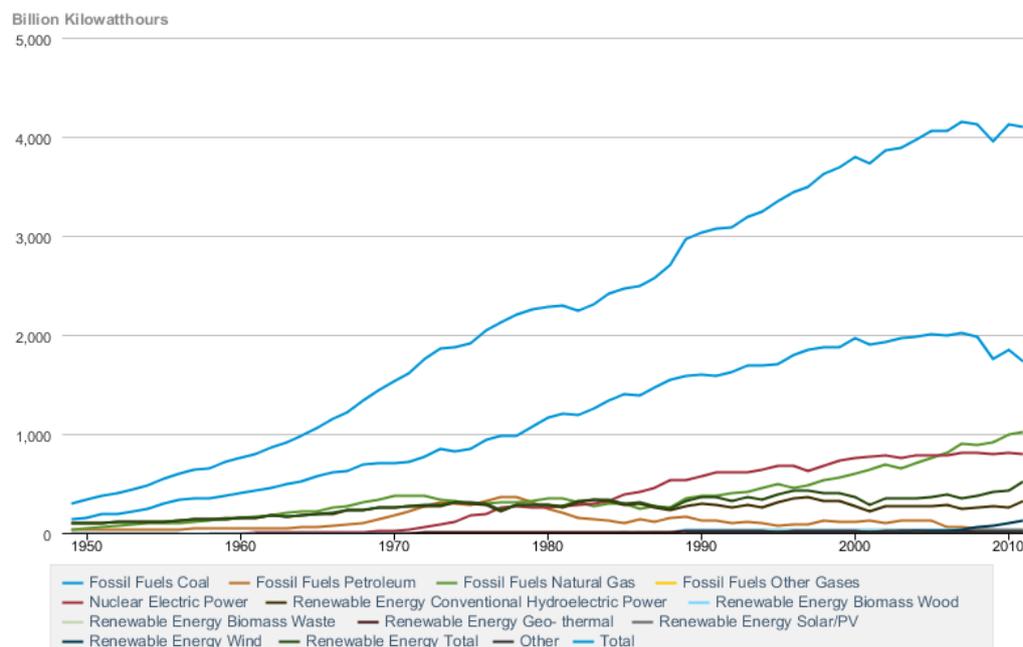
Abbildung 46: in North Dakota abgefackeltes Gas

2012 soll in North Dakota nach dem Bericht „FLARING UP: North Dakota Natural Gas Flaring More Than Doubles in Two Years“ von CERES zu urteilen, Kraftstoff bzw. Erdgas (als Beiprodukt der Ölproduktion, 70% des Gases in North Dakota wird vermarktet, der Rest wird abgefackelt) im Wert von USD 1 Mrd. abgefackelt worden sein. Dies entspricht dem THG-Äquivalent von 1 Million Fahrzeugen [I 123].

4.8. Beitrag der energetischen Nutzung von Gas zur Stromproduktion und Senkung der THG-Emissionen am Beispiel der USA

Die folgende Abbildung stellt den Anteil einzelner Energieträger an der Stromproduktion in den USA im Verlauf von 1949 bis 2011 dar. Es zeigt sich, dass die Stromproduktion bisher kontinuierlich gestiegen ist. Dem Energieträger Kohle kommt eine wesentliche Rolle bei der Bereitstellung zu. Den USA ist es innerhalb des betrachteten Zeitfensters nicht gelungen, die Kohle vom Platz 1 der eingesetzten Energieträger zu verdrängen [I 101].

Table 8.2a Electricity Net Generation: Total (All Sectors), 1949-2011



Source: U.S. Energy Information Administration

Abbildung 47: Stromproduktion in den USA von 1949 bis 2011

Im Jahr 2012 wurden 14.596 PJ Strom bereitgestellt. Davon entfielen 30% auf Erdgas und 37% auf Kohle. 2012 scheint das zweite Jahr in der näheren Betrachtung in Folge zu sein (vorläufige Daten), in dem der Beitrag der Kohle an der Strombereitstellung abgenommen hat. Im Vergleich der Daten zurück bis zum Jahr 1949 lag der Anteil von Erdgas in keinem Jahr über jenem der Kohle! Im Jahr 2011 betrug der Gasanteil knapp 25% (Kohle 42%) bei einer Strombereitstellung in Höhe von 14.781 PJ. Lediglich in den Jahren 1969 bis 1971 betrug der Anteil von Erdgas an der Strombereitstellung bereits über 23%. Damals allerdings bei einem Anteil von Kohle zwischen 44 und 49%

[I 102].

	Kohle		Erdgas		Erneuerbare		Summe
	[PJ]	[%]	[PJ]	[%]	[PJ]	[%]	[PJ]
1949	488	45,74	133	12,48	343	32,13	1.066
1969	2.542	48,84	1.200	23,06	916	17,60	5.204
1970	2.536	45,89	1.342	24,29	907	16,41	5.526
1971	2.567	44,13	1.347	23,15	973	16,73	5.817
1983	4.534	54,44	987	11,85	1.230	14,77	8.328
1986	4.989	55,65	895	9,98	1.100	12,27	8.966
1990	5.738	52,47	1.342	12,27	1.286	11,76	10.936
2011	6.243	42,24	3.660	24,76	1.872	12,67	14.781
2012	5.462	37,42	4.431	30,35	1.783	12,22	14.596

Tabelle 19: Anteil einzelner ausgewählter Energieträger an der Strombereitstellung in den USA

Laut EIA sind die auf dem Kohleverbrauch basierenden CO₂-Emissionen in den USA im Zeitraum Jänner bis März gegenüber dem Vorjahr um 18% auf 387 Millionen Tonnen zurückgegangen. Der Rückgang wird dem vermehrten Einsatz von emissionsärmerem Gas in der Stromproduktion zugeschrieben (lt. EIA stammen über 90% der energiebedingten kohlebasierten CO₂-Emissionen aus der Stromproduktion).

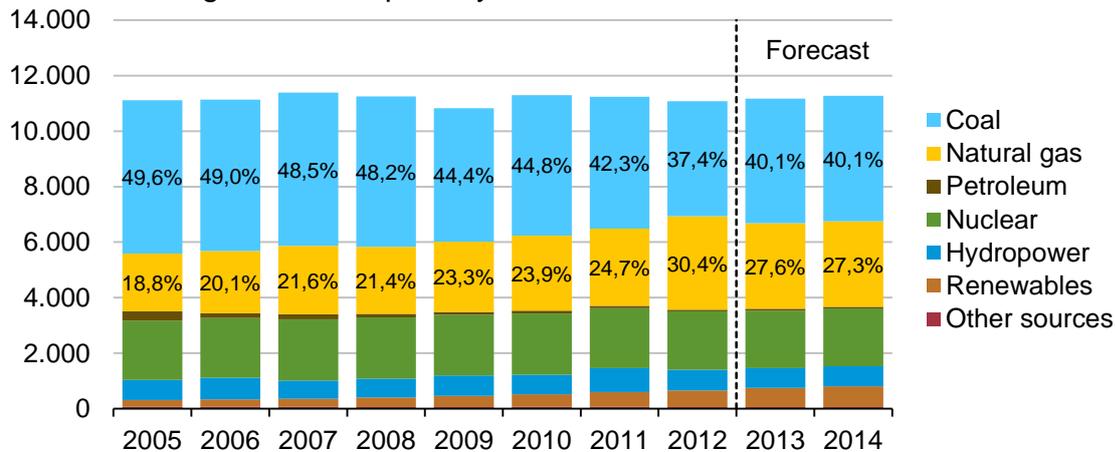
Laut EIA waren die CO₂-Emissionen im ersten Quartal 2012 die niedrigsten CO₂-Emissionen aus der Energienutzung in einem ersten Quartal seit 2 Jahrzehnten. Normalerweise sind die CO₂-Emissionen im ersten Quartal auf Grund der starken Nachfrage nach Wärme am höchsten. Als Grund für die Reduktion gibt die EIA eine Kombination von 3 Faktoren an: den milden Winter, den Rückgang des Kohleanteils an der Stromerzeugung durch günstige Erdgaspreise und eine geringere Nachfrage nach Treibstoffen [I 103].

Gemäß der EIA [I 105] erreichte Gas im April 2012 tatsächlich denselben Anteil an der Stromproduktion wie Kohle. Im März 2013 war Kohle jedoch wieder bei 40%, Gas nur mehr bei 25%. Höhere Erdgaspreise und eine höhere Stromnachfrage sollen daran schuld sein.

Im Short Term Energy Outlook der EIA vom Juli 2013 wird davon ausgegangen, dass der Kohleanteil an der Stromerzeugung zunehmen und der Anteil von Gas abnehmen wird [I 106].

U.S. Electricity Generation by Fuel, All Sectors

thousand megawatthours per day



Note: Labels show percentage share of total generation provided by coal and natural gas.

Source: Short-Term Energy Outlook, July 2013

Abbildung 48: Short Term Energy Outlook – Strombereitstellung

Eine Untersuchung aus den USA („CO₂ Scorecard Group“, Sitz in Florida) vom Mai 2013 weist darauf hin, dass die energiebedingten CO₂-Emissionen im Jahr 2012 um 205 Mio. t gesunken sind [I 107]:

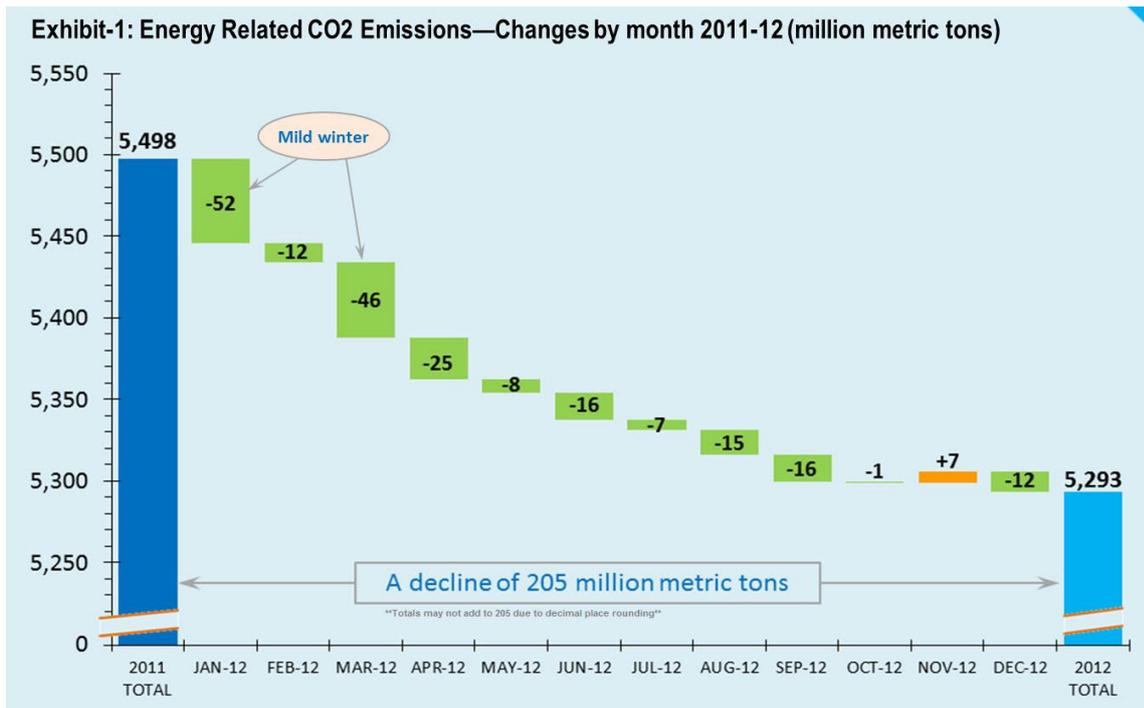


Abbildung 49: Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen

75% der Reduktion gehen nach Auffassung der Autoren jedoch auf eine reduzierte Nachfrage auf Grund des milden Winters, Erhaltungsmaßnahmen (Transport-, Wohn- und Gewerbebereich) und die gesamtwirtschaftliche Entwicklungen (siehe Abbildung 50) zurück.

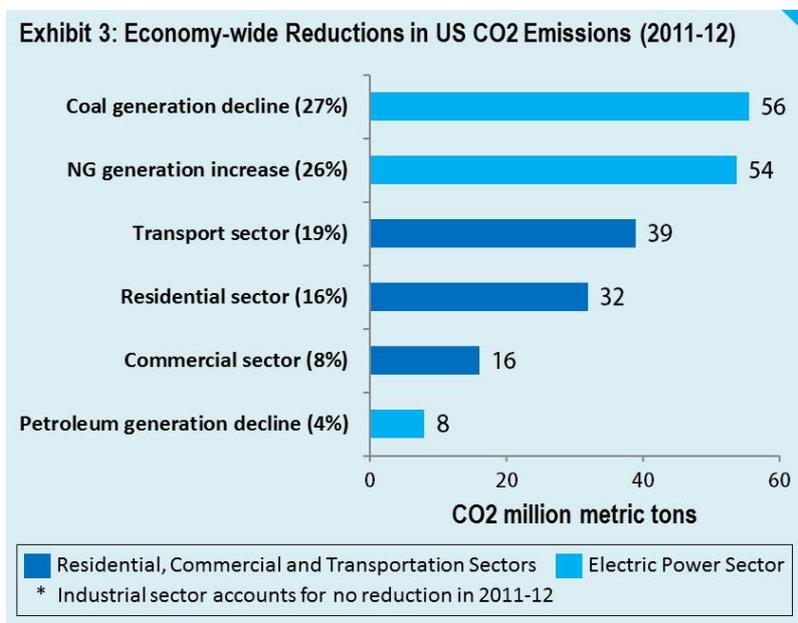


Abbildung 50: gesamtwirtschaftliche Reduktion von CO₂-Emissionen in den USA 2012

Die verbleibenden 25% der Reduktionen werden Gas zugeschrieben. Windenergie und Photovoltaik spielen eine kaum nachweisbare Rolle bei der Reduktion. In der westlichen Region soll Gas auch Wasserkraft ersetzt haben [1 107].

Zwischen 1949 und 2012 hat sich der prozentuale Anteil von Kohle an der Strombereitstellung nicht spürbar geändert. Währenddessen hat sich der prozentuale Anteil von Erdgas in etwa verdoppelt und der von erneuerbaren Energieträgern in etwa halbiert. Allerdings ist der Verbrauch deutlich gestiegen.

Eine Reduktion des Energieverbrauchs könnte einen positiven Beitrag zur Reduktion von Emissionen leisten. Parallel dazu muss es gelingen den Anteil erneuerbarer Energieträger in den USA dauerhaft zu steigern.

Aussagen zur Reduktion der THG-Emissionen auf Grund des Einsatzes von Erdgas in den USA sind mit Vorsicht zu handhaben, es liegen noch keine aktuellen sowie offiziellen Daten der amerikanischen Umweltbehörde für 2011/2012 vor, Szenarien der US-amerikanischen EIA für die Jahre 2013 und 2014 prognostizieren eine Zunahme des Anteils von Kohle an der Stromproduktion gegenüber 2012 und eine Abnahme des Anteils von Erdgas. Damit wären die vorübergehend erreichten Reduktionen wieder verloren.

Unter Mitwirkung von US-Gaskonzernen (z.B. America's Natural Gas Alliance, Chevron, Exxon Mobil) hat das Energy Modeling Forum der Stanford University im September 2013 die Energie-Studie „CHANGING THE GAME?: EMISSIONS AND MARKET IMPLICATIONS OF NEW NATURAL GAS SUPPLIES“ zur Auswirkung der nordamerikanischen Schiefergasrevolution bis 2050 veröffentlicht. Leckagen bei der Produktion wurden damit nicht berücksichtigt.

Langfristig wird auf Basis dieser Studie durch die Nutzung des unkonventionellen Gases kein Gewinn für das Klima erwartet. Es besteht die Gefahr, dass Kraftwerke im Bereich der erneuerbaren Energieträger durch die Nutzung des unkonventionellen Erdgases verdrängt werden. Mit einem Anteil von weniger als 1% ist der Beitrag der Gasbranche am BIP der USA auch bescheiden. Ferner wurde erarbeitet, dass die Erdgaspreise in den USA "ab Bohrloch" sich im Prognosezeitraum stetig erhöhen werden, bis zu einer Verdoppelung 2050. Eine Besteuerung der CO₂-Emissionen könnte zur Reduktion von Emissionen beitragen [1236].

4.9. Schlussfolgerungen

Zwar stellt Fracking keine neue Technologie dar, aber die vorangegangenen beiden Kapitel haben im Zusammenhang mit der Förderung von unkonventionellem Erdgas – insbesondere Schiefergas – deutlich gemacht, dass es zahlreiche Unklarheiten mangels vergleichbarer, zuverlässiger Daten sowie Forschungsarbeiten gibt.

Diese Unklarheiten betreffen u.a.:

- Simulationen,
- mangelnde Datengrundlagen bezüglich der Zusammensetzungen der Frack-Fluide oder Abweichungen der Angaben der Sicherheitsblätter von den tatsächlich eingesetzten Fluiden.
- chemische Transformations- und Abbaureaktionen,
- Verhalten von verpressten Abwässern
- Informationen, in welchem Umfang relevante Transformations- und Abbaureaktionen im Frackhorizont ablaufen, ...).
- Langzeitwirkungen,
- Aussagen zu Erdbeben,
- Klimaeigenschaften

Es gibt zahlreiche mögliche Gefahrenpotenziale in Verbindung mit Schiefergas:

- Erdbeben,
- Umweltbelastung und Gesundheitsrisiken durch Flowback/ Formationswasser,
- gesundheitsschädliche Eigenschaften der Frack-Fluide ,
- Wasserverunreinigungen,
- Stoffeinträge an der Erdoberfläche,
- Aufsteigen von Gasen, Frack-Fluiden und Formationswasser,
- Durchlässigkeiten auf Grund von geologischen Strukturen bzw. Gegebenheiten,
- Ausbreitung von Gas und Frack-Fluiden; Emissionen, ...),
- Radioaktivität

Es wurde aufgezeigt, dass

- saubere Fracking-Verfahren fehlen.
- Technologien zur Behandlung von Flowback nicht dem Stand der Technik entsprechen.

- Ressourcen beansprucht (Wasser, Boden, Einfluss auf das Landschaftsbild („Industrialisierung der Landschaft“...), Umwelt belastet und im Fall des Abfackelns von Erdgas vergeudet werden.
- standortspezifische Untersuchungen erforderlich sind (Flowback, Formationswasser, ...).
- Ursachen für Störfallmeldungen (sofern Vorkommnisse derzeit überhaupt erhoben werden) nicht eindeutig zu zuordnen sind.
- die Hebung von Energieeffizienzpotenzialen oder der Einsatz erneuerbarer Energieträger, wie z.B. Wind oder Photovoltaik eine bessere Option für das Klima darstellen als der Einsatz des erschöpfbaren und treibhausauswirksamen Energieträgers Schiefergases.

Auch in Bezug auf Schiefergas sollte das Vorsorgeprinzip gelten:

- Das spricht gegen die breite Nutzung von Schiefergas solange nicht die größtmögliche Reduzierung von Gefahrenpotenzialen, die Beseitigung von Unklarheiten und die Reduktion der Ressourcenbeanspruchung sicher gestellt sind.

Die Erfordernisse aus Sicht des Klimaschutzes und aktuelle Entwicklungen der Konzentration von CO₂ in der Atmosphäre sind bereits in der Einleitung der gegenständlichen Veröffentlichung beschrieben worden (siehe Kapitel 1):

- *„2/3 der derzeit nachgewiesenen fossilen Vorkommen müssen in der Erde verbleiben, um das 2°C zu erreichen!“*.
- Langfristig werden nur erneuerbare Energieträger zur Verfügung stehen, die weitestgehend CO₂-neutral genutzt werden können.
- Finanzielle Mittel sollten in die Erschließung von Effizienzpotenzialen sowie den ökologisch, ökonomisch sowie sozial verträglichen Ausbau der erneuerbaren Energien fließen, rechtliche Hemmnisse auf dem Weg zu Energiewende beseitigt werden sowie Förderungen optimiert und die soziale und aufkommensneutrale Ökosteuer weiter umgesetzt werden.
- Die Erschließung von Schiefergas steht der Energiewende im Weg.

5. Ökonomische Aspekte der Schiefergasnutzung

Charakteristika - Förderkosten von konventionellem Erdgas und unkonventionellem Erdgas

Allgemein kann davon ausgegangen werden, dass die Gewinnung von Gas parallel zur Erdölförderung die geringsten Förderkosten verursacht und die konventionelle Erdgasförderung kostengünstiger als die unkonventionelle ist. Letztere ist u.a. durch höheren Aufwand zur Gewinnung, geringere Ausbeute und deutliche Abnahme der Förderrate bereits im ersten Jahr gekennzeichnet. Zu den Faktoren, die die Kosten wesentlich beeinflussen, zählen einerseits Optimierungen von Verfahren und Maßnahmen, andererseits die Aufbereitung von Nutzwasser und chemischen Additiven. Sofern in Zukunft die Förderung unkonventioneller Vorkommen mit sauberen Chemikalien überhaupt möglich sein sollte, so sind damit weitere Kostensteigerungen verbunden. Im Vergleich zur USA liegen überdies mögliche Fördergebiete in Österreich deutlich tiefer, was zusätzliche Kosten bedingt.

Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass auch Unterschiede in den rechtlichen Rahmenbedingungen zwischen beispielsweise den USA und der EU Auswirkungen auf die Kosten haben können. Der deutsche Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. machte darauf aufmerksam, dass zwischen den USA (am Bohrplatz wird Schotter aufgebracht) und Europa Dimensionen zwischen den Bohrplatzkosten auf Grund von Umweltschutzbestimmungen liegen, so muss z.B. in Europa zum Schutz von ober- und unterirdischen Wasser eine Abdichtung erfolgen. Weitere Kosten werden durch den Arbeitsschutz verursacht (vgl. Grundmeier, B. 2013).

Die IEA (siehe nachfolgend) geht davon aus, dass sich die Förderkosten der konventionellen und unkonventionellen Erdgasförderung angleichen werden. Grund dafür scheinen aus der Sicht der IEA die schwieriger werdenden Förderbedingungen für konventionelle Quellen zu werden.

In der Publikation der IEA „Golden Rules for are Golden Age of Gas“ [9], welche den unkonventionellen Erdgasvorkommen eine positive Zukunft einräumt, heißt es zu den Mehrkosten dieser Technologie (Seite 71):

„...shale gas wells do cost more than conventional gas wells in the same conditions, because of the additional costs of multistage hydraulic fracturing...“

und ferner (Seite 10), dass durch Einhaltung „goldener Regeln“ (Berücksichtigung von ökologischen und sozialen Aspekten, vollständige Transparenz, Messung und Überwachung von Umweltauswirkungen, sorgfältige Auswahl der Bohrstellen, Minimierung von Risiken (Erdbeben, Leckagen bzw. Ausbreitung von Flüssigkeiten,...) hohe Standards bei Planung oder Bau, Reduktion von produktionsbezogenen Emissionen, Beseitigung der Abfackelung,...) mit zusätzlichen Kosten in Höhe von 7% zu rechnen ist, letzteres aber die Produktionskosten nicht deutlich erhöhen werde (Seite 73).

„We estimate that applying the Golden Rules could increase the overall financial cost of development a typical shale-gas well by an estimated 7%. However, for a larger development project with multiple wells, additional investment in measures to mitigate environmental impacts may be offset by lower operating costs.“

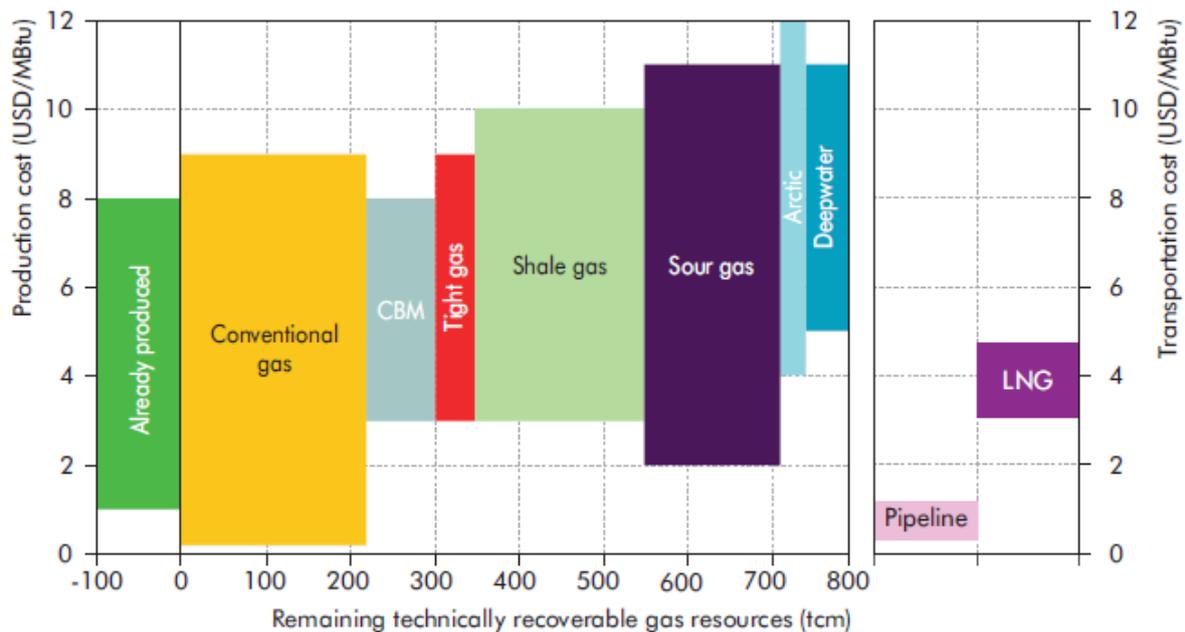
„...the Golden Rules does have some cost impact, but not sufficient to push up the costs of production significantly (and, possibly, not at all)...“

Hinsichtlich der Kosten teilt die IEA in diesem Bericht über die Zukunft von Gas nach ihrer Einschätzung nach mit (Seite 72), dass sich die Break-Even-Kosten von konventionellem und unkonventionellem Gas in den USA nicht stark unterscheiden werden (USD 3 bis 7 pro MBTU für beide Erdgasformen). Die Produktionskosten in der EU werden zwar um 50% höher sein, so die IEA, aber diese Kosten von konventionellem und unkonventionellem Gas werden ebenfalls auf Grund steigender Kosten für die Förderung von konventionellem Gas ähnlich groß sein:

„Since conventional gas resources are already fairly depleted onshore and most future conventional gas production will therefore come from more expensive offshore locations, the range of break-even costs for conventional and unconventional gas in the United States is fairly similar.“

„In Europe, the costs of production are expected to be about 50% higher, with a range of break-even costs between \$5/MBtu and \$10/MBtu. Conventional and unconventional gas are expected to be in the same range, as conventional resources are depleted and new projects are moving to the more expensive Norwegian Arctic.“

Im Bericht der IEA „Resources to Reserves 2013. Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Market of the Future“ ist folgende Grafik zu den Kosten der Produktion und der Förderung im Jahr 2008, aufbauend auf den neuesten Schätzungen – so die IEA - zu den Ressourcen, zu finden .



Notes: CBM = coal-bed methane; LNG = liquefied natural gas; Pipeline costs refer to costs per 1 000 km; MBtu = million British thermal units; tcm = trillion cubic metres.

Abbildung 51: Kostenkurve der langfristigen Gasversorgung

Die verbleibenden konventionellen Erdgasressourcen (220 tcm) können nach Meinung der IEA mit Kosten von USD 0,20 bis 9,00 pro MBTU gefördert werden. Unkonventionelle Erdgasressourcen (330 tcm: 80 tcm tight gas, 200 tcm Schiefergas und 50 tcm coal bed methane) können nach Ansicht der IEA mit Kosten zwischen USD 3 pro MBTU and USD 10 pro MBTU gefördert werden .

Interessant ist auch die Aussage, dass bei der weltweiten Produktion von Erdöl im Jahr etwa 150 Mrd. m³ Erdgas abgefackelt werden . Letzteres entspricht etwa 30% des europäischen Erdgasverbrauches:

„Production costs for associated gas (gas produced in an oil operation) would generally be lower than for non-associated gas (gas produced from a natural gas field). This is particularly true for fields in which infrastructure for producing oil had already been installed before exploitation of the gas resource had been planned. Significant quantities of associated gas are still flared because it is not currently worth treating and transporting the gas to market.

More than 1.5 tcm has been flared worldwide in the last decade alone, equal to more than 5% of marketed production.“

In Deutschland wurden der Wirtschaftsverband Erdöl und Erdgasgewinnung e.V., das BGR sowie das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (die beiden letztgenannten sind im Geozentrum Hannover ansässig), ferner die International Gas Union (mit Sitz Fornebu, Norwegen) sowie die amerikanische EIA leider mehr oder minder erfolglos um die Bereitstellung von Informationen zu nachfolgenden Inhalten gebeten:

- Förderkosten der konventionellen Erdgasförderung
- Flächenbeanspruchung der konventionellen Erdgasförderung und dessen Dauer
- Transportaufwendungen pro Bohrfläche/-loch bei der konventionellen Erdgasförderung
- Mengen an Zusätzen pro Bohrloch bei der konventionellen Erdgasförderung
- Menge an Gas, Förderdauer, Fördermenge im Zeitverlauf
- Umweltgefahren...

Im Abschnitt 5.4 wird auf die Break-Even-Kosten aus Sicht Dritter eingegangen.

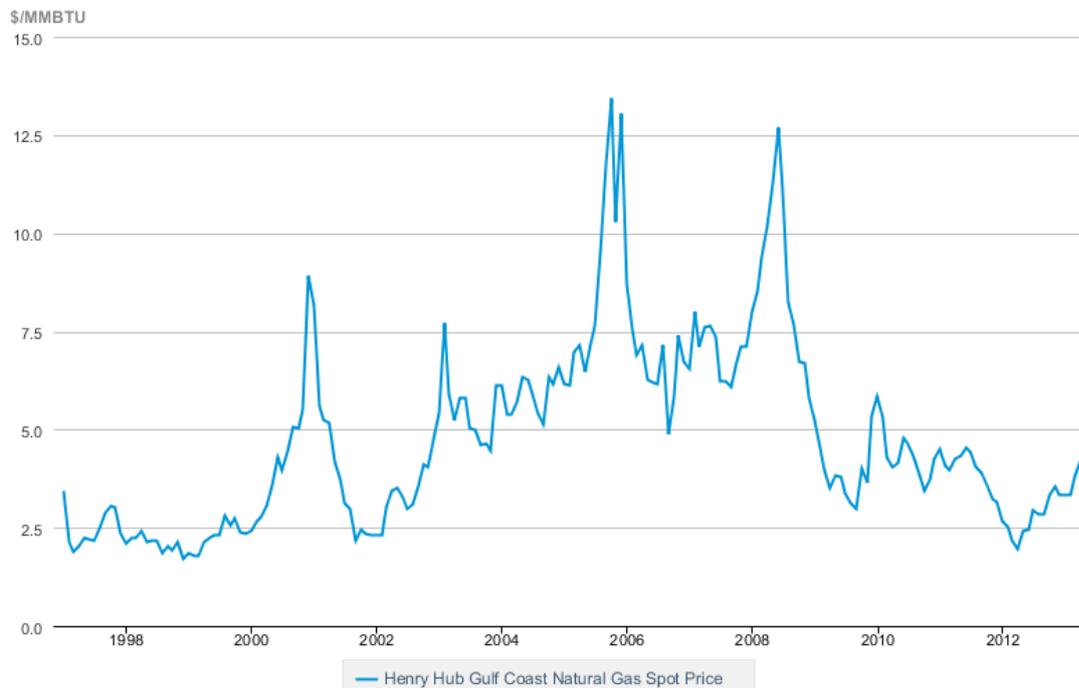
5.1. USA: Entwicklung des Gaspreises

5.1.1. Einfluss der Schiefergasnutzung auf den Gaspreis

Die Ausweitung der Schiefergasproduktion trug sicher dazu bei, dass der durchschnittliche Erdgaspreis in den USA (Henry Hub Spotpreis, Erdgaspreis für Nordamerika) von USD 4,54 je Tausend Kubikfuß Ende Juli 2011 auf rund USD 3,00 je Tausend Kubikfuß im Dezember 2011 (USD 3,17 pro MBTU) fiel. Im April 2012 rutschte er sogar unter USD 2 je Tausend Kubikfuß (USD 1,95 pro MBTU). Zuvor hatte der Gaspreis im Juni 2008 einen Höchststand erreicht (durchschnittlich USD 12,69 pro MBTU). Ende August 2013 lag dieser wieder über USD 3,50 pro MBTU.

Der Spotpreis im April 2012 lag also 40% unter jenem im Dezember 2011, 60% unter jenem im Juni 2011 und gar 85% unter jenem im Juni 2008. Wie die Entwicklung bis August 2013 zeigt, ist das aber kein Dauerzustand. Die folgende Abbildung stellt die Entwicklung des Henry Hub Spotpreises in den USA laut EIA dar [I 138].

Natural Gas Spot and Futures Prices (NYMEX)



 Source: U.S. Energy Information Administration

Abbildung 52: Entwicklung des Spotpreises für Gas am Henry Hub

Die folgende Grafik zeigt Preisszenarien der EIA bis 2040. Gemäß diesen Szenarien liegt der Spotpreis für Gas 2015 zwischen USD 3,12 und 3,55 pro MBTU, 2020 zwischen USD 4,23 und 5,37 pro MBTU, 2035 zwischen USD 6,32 und 8,33 pro MBTU und 2040 zwischen USD 7,83 und 10,36 pro MBTU [I 139].

Hinweis: Angesichts der kurzfristigen Entwicklungen des Spotpreises in den vergangenen Jahren und Monaten stellen diese Szenarien keine verlässlichen Grundlagen für Abschätzungen der Preisentwicklungen für die Zukunft dar.

Figure 88. Annual average Henry Hub spot prices for natural gas in five cases, 1990-2040 (2011 dollars per million Btu)

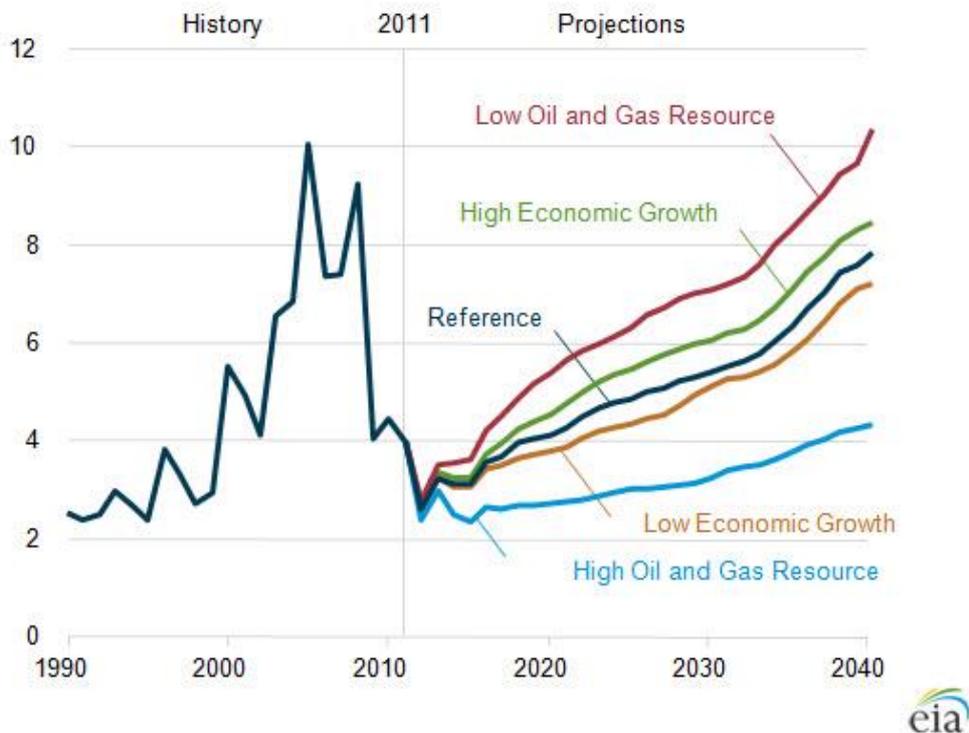


Abbildung 53: Szenarien für den Spotpreis [USD/MBTU] für Gas am Henry Hub

Neben der Entwicklung des Gaspreises am Henry Hub sollte auch die Entwicklung des Crude Oil Preises (West Texas Intermediate (WTI - Cushing), Spot Price) betrachtet werden [I 140]. Im Jahr 2012 lag der Preis bei USD 94,05 pro bbl (pro Barrel; zum Vergleich in Europa bei USD 111,63 pro bbl (Europe Brent Spot Price, FOB)). Ende Dezember 2011 lag der Preis bei USD 99,81 pro bbl. Im April 2012 lag der Preis in der 04. Woche bei USD 103,78 pro bbl.

Hinweis: Offensichtlich zeigt auch der Ölpreis Schwankungen, allerdings sind sie deutlich geringer als jene des Gaspreises.

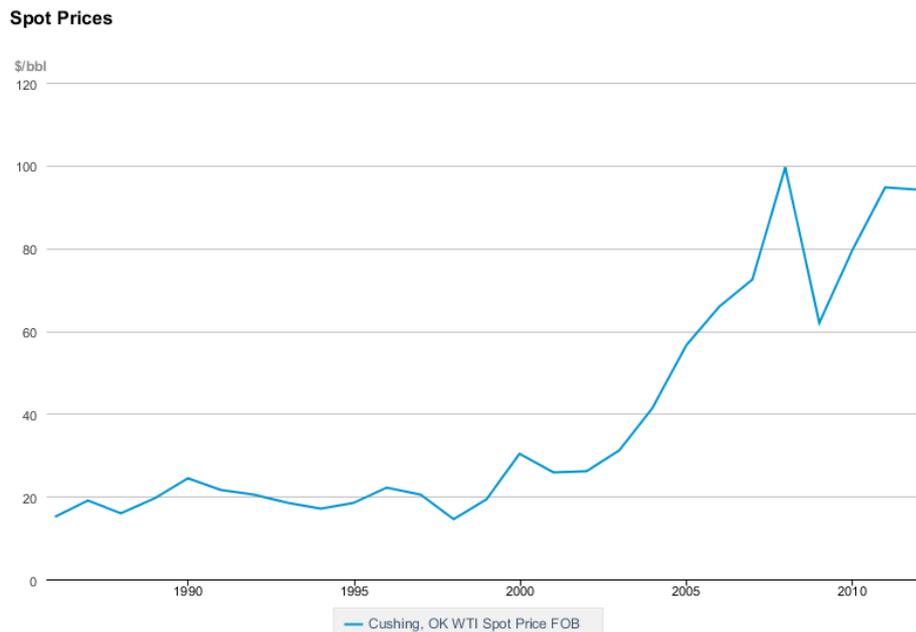


Abbildung 54: Entwicklung des Spotpreises [USD/bbl] für Crude Oil in den USA (West Texas Intermediate)

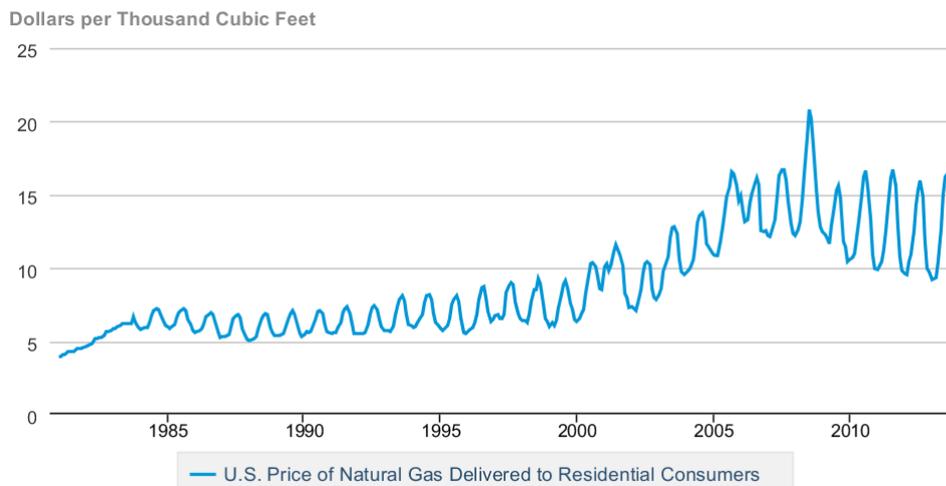
5.1.2. Entwicklung des Gaspreises für die Haushalte in den USA

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Gaspreises für Haushalte in den USA [142]. Der letzte Höchstpreis für Gas war im Juli 2008 mit USD 20,77 pro tcf. Im Dezember 2011 lag dieser bei USD 9,89 pro tcf (12/2010 bei USD 9,75 pro tcf), hingegen im April 2012 bei USD pro 10,91 tcf (04/2011 bei USD 11,27 pro tcf) und im Februar 2013 bei USD 9,24 pro tcf.

Zusätzlich zu diesen Schwankungen wird darauf aufmerksam gemacht, dass der Gaspreis auch in den unterschiedlichen US-Bundesstaaten nicht einheitlich ist.

Nach einem Artikel in der Washington Post [143] zu urteilen, konnten die Haushalte ihre jährlichen Ausgaben für Strom und Gas im Zeitraum von 2008 bis 2011 um USD 10 Mrd. reduzieren. Das entspricht allerdings nur einer 0,2%igen Erhöhung des Realeinkommens.

U.S. Price of Natural Gas Delivered to Residential Consumers



 Source: U.S. Energy Information Administration

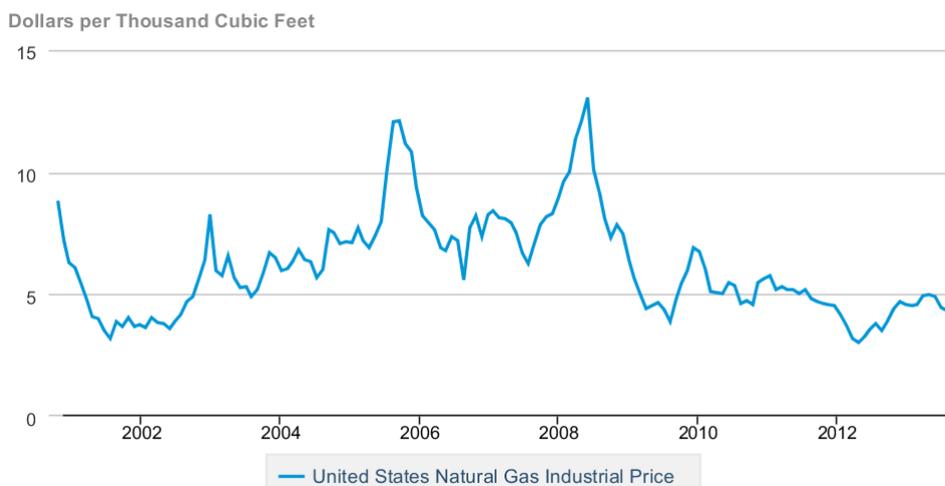
Abbildung 55: Verlauf des Gaspreises [\$/tcf] für Haushalte in den USA

Anmerkung: Entsprechende Übersichten zur Entwicklung des Gaspreises für die Haushalte in der EU finden sich u.a. bei Eurostat [I 144] oder auf der Website des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie [I 145]. In Deutschland lag der Erdgaspreis für Haushalte im Jahr 2012 etwa gleichauf mit dem Preis von 2008.

5.1.3. Entwicklung des Gaspreises für die Industrie in den USA

Abbildung 56 zeigt die Entwicklung des Gaspreises für die Industrie in den USA. Laut EIA sind allerdings weniger als 20% der entsprechenden Gaslieferungen erfasst [I 150].

United States Natural Gas Industrial Price



eia Source: U.S. Energy Information Administration

Abbildung 56: Entwicklung des Gaspreises [\$/tcf] für die Industrie in den USA

Der Gaspreis für die Industrie in den USA zeigt keinen einheitlichen Trend. Im Dezember 2011 lag der Preis bei USD 4,57 pro tcf, im April 2012 bei USD 3,19 pro tcf und im Februar 2013 bei USD 4,53 pro tcf. Im Juli 2008 allerdings lag der Gaspreis für die Industrie noch bei USD 13,06 pro tcf [1 151].

Vergleicht man die US-Bundesstaaten, in denen am meisten Schiefergas exploriert wird, so zeigen sich Preisunterschiede für Gas. Auch kam es nicht in allen dieser 10 Bundesstaaten zu Preisreduktionen von Dezember 2011 bis April 2012. Die folgende Tabelle zeigt – soweit vorhanden – die Preisdaten für Indiana, Oklahoma und West Virginia.

	Indiana	Oklahoma	West Virginia
12.2011	5,12	7,19	4,23
04.2012	5,96	10,94	4,38
02.2013		6,02	4,55

Tabelle 20: ausgewählte Schiefergas-Staaten ohne Reduzierung des Industriegaspreises [USD/tcf]

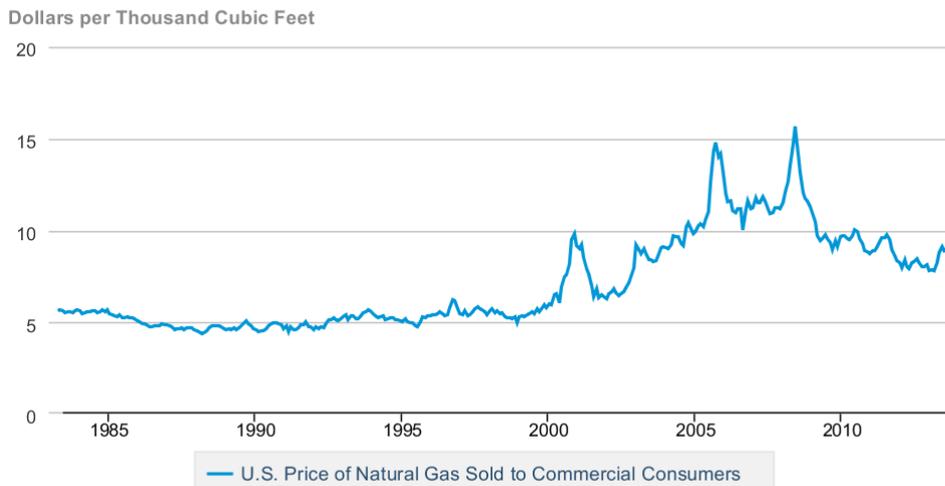
Hinweis: Der Gaspreis für die Industrie fiel von Februar 2011 bis April 2012 um rund 30%, blieb allerdings im Vergleich zum Henry Hub Spotpreis auf einem hohen Niveau. Auch der Vergleich von April 2012 mit dem Juni 2008 weist hier „nur“ eine Gaspreisreduktion um 75% aus, und nicht um 85% wie bei den Haushalten.

Nach einem Beitrag in der Washington Post zu urteilen konnte die US Industrie 2011 gegenüber 2008 23% der Strom- und Gaskosten sparen. Das entspricht einer Einsparung in Höhe von USD 70 Mrd., was andererseits nur 0,8% der Lohnkosten entsprechen soll. Dem Artikel ist ebenfalls zu entnehmen, dass energieintensive Unternehmen, wie die Stahl-, Aluminium- oder Zementindustrie bisher keine nennenswerten Effekte durch billiges Gas verzeichnen konnten. Mögliche Auswirkungen auf die Kunststoffindustrie bleiben abzuwarten [I 152].

5.1.4. Entwicklung des Gaspreises für den Dienstleistungssektor in den USA

Die folgende Abbildung stellt die Entwicklung des Gaspreises für den Dienstleistungssektor in den USA dar. Die Datenlage ist hier besser als für die Industrie, konnten der Beschreibung doch zwischen 65% und 82% der tatsächlichen Gaslieferungen zugrunde gelegt werden [I 156].

U.S. Price of Natural Gas Sold to Commercial Consumers



 Source: U.S. Energy Information Administration

Abbildung 57: Entwicklung des Gaspreises [\$/tcf] für den Dienstleistungssektor in den USA

Nach dem letzten Anstieg des Gaspreises zwischen Mai 2009 und August 2011 gab es einen Trend zum fallenden Preis. Im Dezember 2011 betrug der durchschnittliche Gaspreis für den Dienstleistungssektor UDS 8,33 pro tcf, im April 2012 UDS 8,02 pro tcf und im Februar 2013 USD 7,88 pro tcf. Im Juli 2008 lag der Gaspreis bei USD 15,64 pro tcf.

Vergleicht man die Monate Dezember 2011, April 2012 und Februar 2013, so zeigt sich, dass der Gaspreis um ca. 3% bis 5% gefallen ist. Die Preise lagen aber über dem Niveau des Henry Hub Spotpreises. Auch der Gaspreis im April 2012 lag lediglich 50% unter jenem des Juni 2008.

Betrachtet man die US-Bundesstaaten in denen am meisten Schiefergas exploriert wird, so zeigen sich Schwankungen in unterschiedlicher Höhe [I157]. Nachfolgende Tabelle führt die US-Bundesstaaten auf, bei denen es keine Reduktion des durchschnittlichen Gaspreises für den Dienstleistungssektor für Dezember 2011 sowie April 2012 gab.

	Arkansas	Indiana	Oklahoma	Pennsylvania	West Virginia
12.2011	8,36	7,32	7,48	9,84	9,44
04.2012	8,36	7,94	10,84	10,09	9,75
02.2013	7,47	7,40	7,11	9,51	8,13

Tabelle 21: Schiefergas-Staaten ohne Reduzierung des Gaspreises [\$/tcf] für den Dienstleistungssektor

5.1.5. Ausbaupläne für Kraftwerke – Entwicklung des Gaspreises für Stromerzeuger in den USA

Die nachfolgende Abbildung stellt Annahmen der EIA (Referenzszenario, Annual Energy Outlook 2013) zum Anteil einzelner Energieträger an der Stromerzeugung in den USA bis 2040 dar [I 158].

Figure 76. Electricity generation by fuel, 2011, 2025, and 2040 (billion kilowatthours)

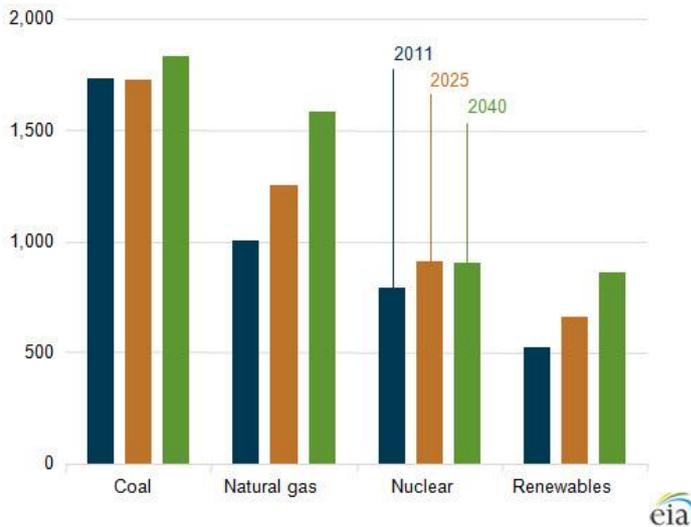


Abbildung 58: Annahmen zur Entwicklung der Anteile einzelner Energieträger an der Stromerzeugung in den USA

Kohle wird danach zwar den größten Beitrag leisten, aber der Anteil wird von 42% im Jahr 2011 auf 35% im Jahr 2040 schrumpfen. Im Gegenzug soll der Anteil von Gas von 24% im Jahr 2011 auf 30% im Jahr 2040 steigen.

Aus der nachfolgenden Abbildung geht hervor, dass die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung bis 2040 gemäß dem EIA-Referenzszenario bezogen auf den Endenergieverbrauch relativ stabil bleiben werden [I 159].

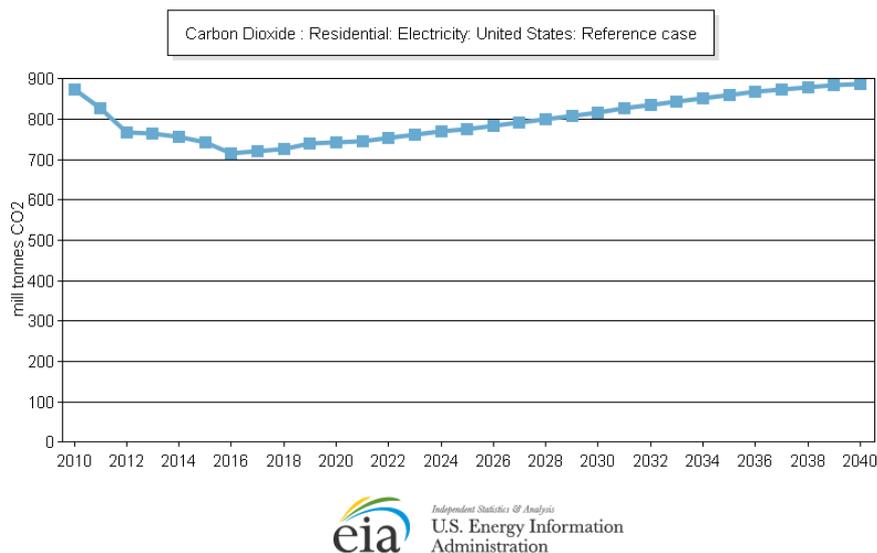


Abbildung 59: CO₂-Emissionen aus der Stromproduktion in den USA bis 2040

Die nächste Grafik zeigt, dass gemäß EIA-Szenario die meisten neuen Kraftwerke in den USA entweder Gas oder erneuerbare Energieträger einsetzen werden. Der Zubau der Kapazität zwischen 2012 und 2040 entfällt zu 63% auf Gaskraftwerke, 31% auf erneuerbare Energieträger sowie jeweils 3% auf Kohle und Atomkraftwerke

[I 160].

Figure 77. Electricity generation capacity additions by fuel type, including combined heat and power, 2012-2040 (gigawatts)

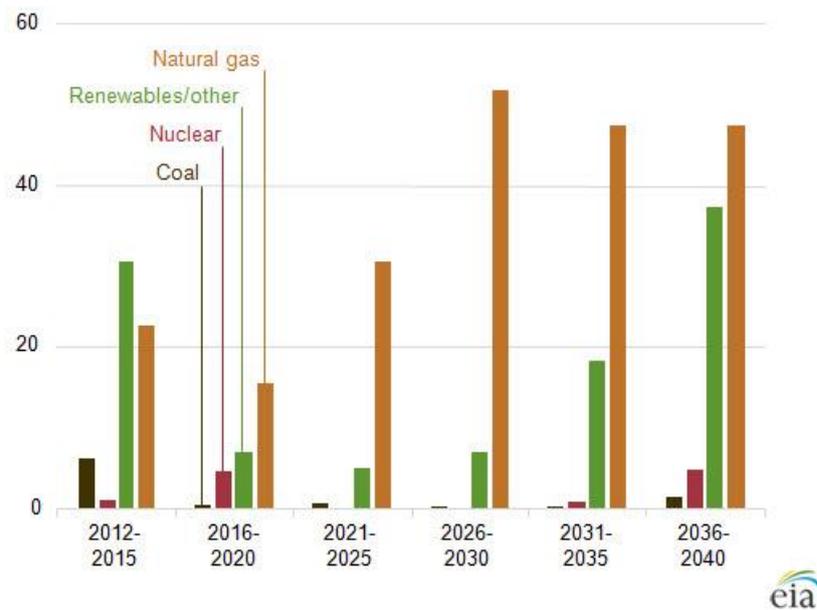


Abbildung 60: zukünftige Stromerzeugungskapazitäten [GW] inklusive KWK in den USA

Abbildung 61 stellt die Annahmen zu den Stromgestehungskosten (ohne Subventionen) einzelner Technologien dar, die den Szenarien der EIA zugrunde liegen.

Figure 80. Levelized electricity costs for new power plants, excluding subsidies, 2020 and 2040 (2011 cents per kilowatthour)

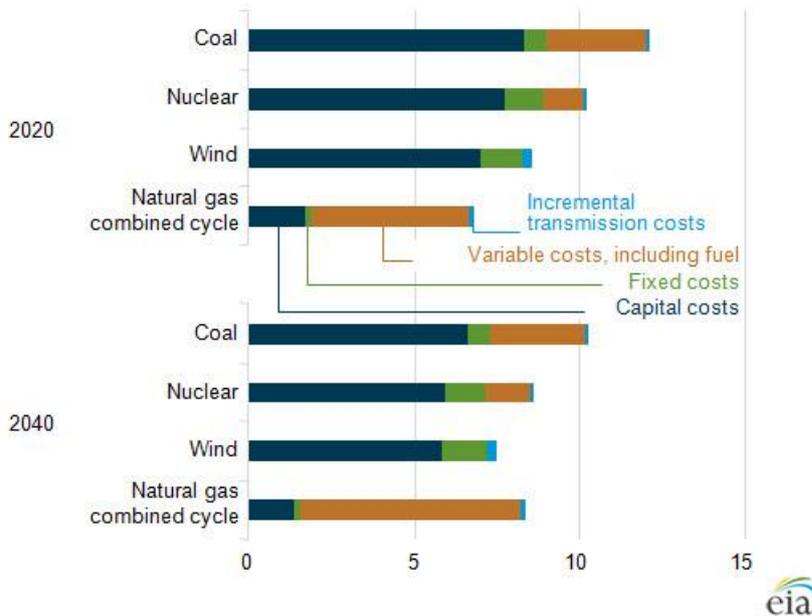


Abbildung 61: Annahmen zu Stromgestehungskosten [US-Cent/kWh] neuer Kraftwerke in den USA

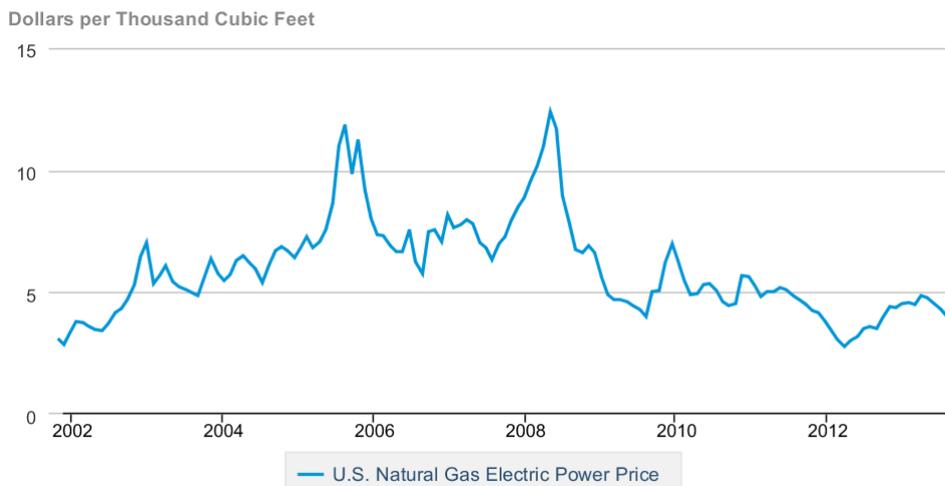
Obwohl Gaskraftwerke derzeit höhere Brennstoffkosten als herkömmliche Kohlekraftwerke zu tragen haben, geht die EIA von niedrigeren Erzeugungskosten für Gaskraftwerke in Zukunft aus. Dies mag u.a. auch an möglichen kommenden Vorgaben für Emissionen aus diesen Kraftwerken und CCS liegen, welche zu höheren Material-, Arbeits- und Betriebskosten für Kohlekraftwerke führen könnten.

Weitere Informationen über Kosten finden sich auf der Website der EIA im Bereich „Kapitalkosten für Stromerzeugungsanlagen“ [I 161].

Unter Berufung auf den Report „2012 Wind Technologies Market Report“ des US Department of Energy vom August 2013 berichtete die britische Zeitschrift „the guardian“, dass Windenergie betreffend die meisten Kriterien im Vergleich mit fossilen Energieträgern (Gaskraftwerke) wettbewerbsfähig ist, und damit auch im Vergleich mit Schiefergas [I 162].

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Gaspreises für Stromerzeuger in den letzten Jahren [I 163].

U.S. Natural Gas Electric Power Price



 Source: U.S. Energy Information Administration

Abbildung 62: Entwicklung des Gaspreises [\$/tcf] für Stromerzeuger in den USA

Für den hier betrachteten Zeitraum ist erkennbar, dass es von 2010 bis 2012 einen Trend zu fallenden Gaspreisen gab. Im Dezember 2011 lag der Gaspreis bei USD 4,18 pro tcf, im April 2012 bei USD 2,79 pro tcf und im Februar 2013 bei 4,59 pro tcf. Den letzten Höchststand erreichte der Gaspreis für Stromerzeuger im Juni 2008 mit USD 12,41 pro tcf.

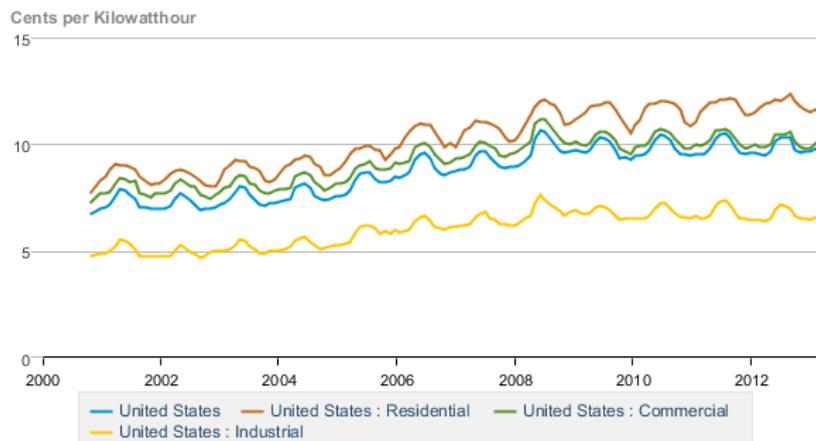
Von Dezember 2011 bis April 2012 fiel der Gaspreis für Stromerzeuger um rund 30%, im Vergleich mit Juni 2008 fiel er gar um 75%. Die Preise liegen allerdings durchweg über jenem des Henry Hub.

Für die Schiefergas-Staaten liegen leider nur unvollständige Daten vor. Ein seriöser Vergleich kann damit nicht durchgeführt werden [I 164].

5.1.6. Einfluss auf Strompreise in den USA

Bisher hat die Schiefergasproduktion in den USA den Strompreis keineswegs flächendeckend gedrückt, wie u. a. Zahlen der EIA zeigen. Von 2003 bis Ende 2012 ist der Strompreis für die Großindustrie sogar von gut fünf auf knapp sieben US-Cent pro Kilowattstunde gestiegen [I 167].

Average Retail Price of Electricity, Monthly



Source: U.S. Energy Information Administration

Abbildung 63: Entwicklung des Strompreises [US-Cent/kWh] in den USA

In West Texas wird sogar darüber berichtet, dass die Schiefergasindustrie für den Anstieg der Strompreise (mit-) verantwortlich ist [I 168].

5.1.7. Export von Schiefergas und sein Einfluss auf Energiepreise und Emissionen in den USA

Laut EIA (Januar 2012) könnte möglicher Weise der verstärkte Export von Erdgas zur Erhöhung der THG-Emissionen in der Stromproduktion auf Grund erhöhten Einsatzes von Kohle führen [I 169]. Daneben wird auf die Möglichkeit von Gas- und Strompreissteigerungen innerhalb der USA hingewiesen.

Auf der Swiss Energy and Climate Summit 2013 teilte Dr. Steffen Bukold mit, dass nach seiner Meinung der Gaspreis in den USA durch den Export von unkonventionellem Erdgas in 3 Jahren auf das Weltmarkt-Niveau ansteigen wird. Bukold rechnet dann mit 9 bis 10 USD/MBTU für Gas aus den USA nach Europa [I 170].

Von Peter Voser, geschäftsführendes Vorstandsmitglied von Shell, war in einem Artikel in „The Telegraph“ zu entnehmen, dass billiges Schiefergas ein Mythos ist. Verbunden mit dem Export von Gas aus den USA entstehen durch Verflüssigung, Transport und anschließende Wieder-Verdampfung des Gases zusätzliche Kosten

[I 240] .

„US benchmark gas prices are currently about \$3 to \$4 per million British thermal units, having dipped below \$2 last year.

But Mr Voser said that while US gas might cost between \$4 and \$6 – Shell's assumption of longer-term prices – it would arrive in Europe at a cost of \$8 to \$10, comparable with European prices that have averaged between \$6 and \$11.“

Nachfolgende Abbildung stellt die Annahmen der IEA im WEO 2013 zu den Kosten für Verflüssigung, Transport, Wiederverdampfung im Jahr 2020 dar (Preise in USD des Jahres 2012), die dem Gaspreis am US Henry Hub aufgeschlagen werden und dadurch dann den Importpreis ergeben [26].

	US to Europe		US to Japan	
	Low	High	Low	High
Liquefaction	3.0	4.5	3.0	4.5
Shipping	1.0	2.5	2.0	3.5
Regasification	0.3	0.5	0.3	0.5
Total	4.3	7.5	5.3	8.5

Tabelle 22: Richtwerte für die Schätzung von Kosten für Verflüssigung, Transport und Wiederverdampfung von Gas aus den USA für 2020 laut WEO 2013 [US \$/MBTU]

Fazit:

Auch mit dem Import von Gas aus den USA nach Europa würden Preisunterschiede fortbestehen. Es ist davon auszugehen, dass der Import von Gas aus den USA zum Anstieg des dortigen Gas- und Strompreises beitragen wird. Ebenso dürfte dies (ohne regulatorische Maßnahmen) dazu beitragen, dass der Einsatz der Kohle zur Stromproduktion wieder zunimmt. Die US-amerikanische EIA geht in Szenarien davon aus, dass die CO₂-Emissionen in der Stromproduktion bis 2040 relativ stabil bleiben werden. Kohle wird danach an der Stromproduktion weiterhin den größten Anteil haben.

Von der Nutzung des Schiefergases in den USA konnten nicht alle Marktteilnehmer gleichermaßen durch niedrigere Gaspreise profitieren. So wurde beispielsweise der Strompreis nicht flächendeckend reduziert.

5.2. Entwicklung des Gaspreises in Europa

Außerhalb Nordamerikas zogen die Ölpreis-gebundenen Gaspreise im Berichtsjahr 2011 aufgrund steigender Rohölpreise signifikant an. Erdgas war in Europa zum Teil dreieinhalb Mal so teuer wie in den Vereinigten Staaten. Die Preise in den von LNG Importen abhängigen Ländern Japan und Republik Korea lagen Ende 2011 nochmals gut 40% höher [2].

Nachfolgende Abbildung stellt mögliche Importpreise für Erdgas in die EU auf Basis von Referenzszenarien der IEA dar. Für 2015 werden zwischen USD 8 und 12 pro MBTU und für 2035 zwischen USD 10 und 14 pro MBTU angenommen [19].

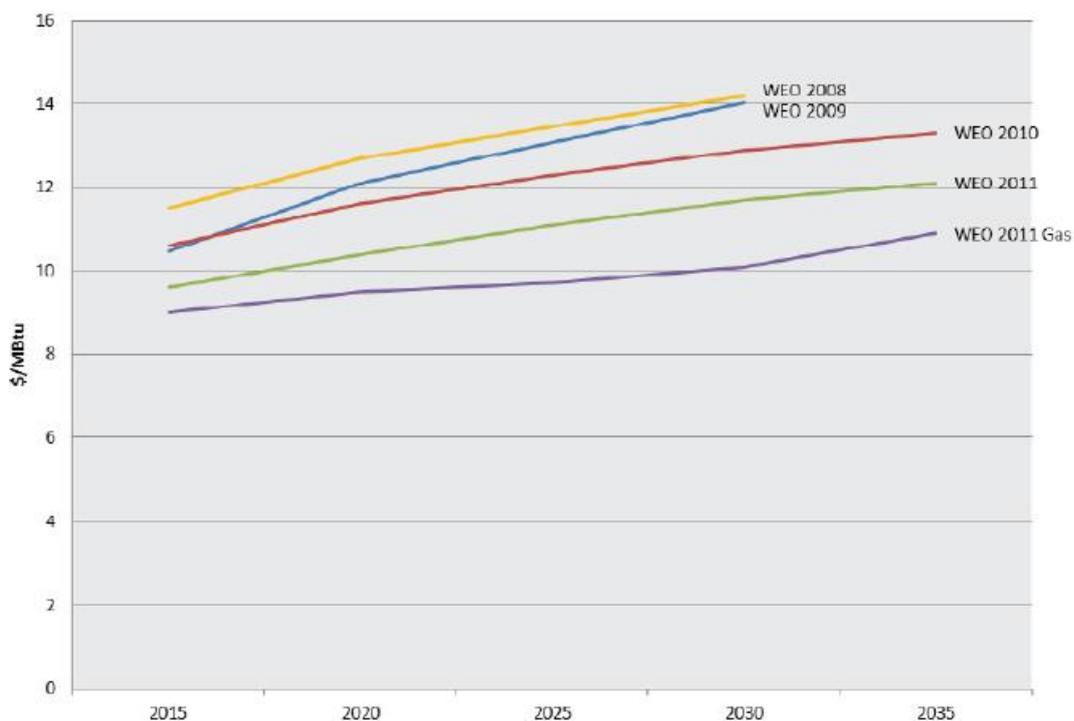


Abbildung 64: mögliche Importpreis-Entwicklung für Europa

Im World Energy Outlook (WEO) 2013 sind nachfolgende Zahlen in Abhängigkeit der Szenarien (New Policy Scenario: Temperaturerhöhung um 3,6°C; Current Policies Scenario: berücksichtigt Vorgaben, die 2013 schon in Kraft waren; 450 Szenario: Klimaschutzszenario) zu finden [26].

	Unit	2012	New Policies Scenario				Current Policies Scenario				450 Scenario			
			2020	2025	2030	2035	2020	2025	2030	2035	2020	2025	2030	2035
Real terms (2012 prices)														
IEA crude oil imports	barrel	109	113	116	121	128	120	127	136	145	110	107	104	100
Natural gas														
United States	MBtu	2.7	5.1	5.6	6.0	6.8	5.2	5.8	6.2	6.9	4.8	5.4	5.7	5.9
Europe imports	MBtu	11.7	11.9	12.0	12.3	12.7	12.4	12.9	13.4	14.0	11.5	11.0	10.2	9.5
Japan imports	MBtu	16.9	14.2	14.2	14.4	14.9	14.7	15.2	15.9	16.7	13.4	12.8	12.2	11.7
OECD steam coal imports	tonne	99	106	109	110	110	112	116	118	120	101	95	86	75
Nominal terms														
IEA crude oil imports	barrel	109	136	156	183	216	144	171	205	245	132	144	157	169
Natural gas														
United States	MBtu	2.7	6.1	7.5	9.1	11.6	6.2	7.7	9.3	11.7	5.8	7.2	8.6	10.0
Europe imports	MBtu	11.7	14.2	16.1	18.5	21.5	14.9	17.3	20.2	23.6	13.8	14.7	15.4	16.0
Japan imports	MBtu	16.9	17.1	19.1	21.7	25.1	17.7	20.4	24.0	28.2	16.1	17.2	18.4	19.7
OECD steam coal imports	tonne	99	127	146	165	186	134	155	178	202	121	128	129	127

Notes: Gas prices are weighted averages expressed on a gross calorific-value basis. All prices are for bulk supplies exclusive of tax. The US price reflects the wholesale price prevailing on the domestic market. Nominal prices assume inflation of 2.3% per year from 2012.

Abbildung 65: Preise für fossile Energieträger in Abhängigkeit der IEA-Szenarien im WEO 2013

Interessant ist hierbei einerseits, dass in den beiden erstgenannten Szenarien - die aus Sicht des Klimaschutzes also die schlechtesten bedeuten – im Vergleich zum Klimaschutzszenario (450 Scenario) mit den höchsten Importpreisen für Europa zu rechnen ist aber auch, dass im letzten Szenario die Importpreise nach Europa relativ stabil bleiben und keine Änderung zu erwarten ist.

Die nachfolgende Grafik stellt Benchmarkpreise bis 2011 für Erdgas (Kosten für Erdgas, Versicherung und Fracht) für den Henry Hub in den USA, Kanada (Alberta) und das Vereinigte Königreich (NBP) sowie Lieferpreise für LNG-Importe durch Japan sowie durchschnittlich deutsche Importpreise in USD pro MBTU dar [I 141].



Abbildung 66: Erdgaspreis (BP, Statistical Review of World Energy 2012)

5.2.1. Exkurs Europa – Großbritannien

Obwohl derzeit massive Aktivitäten zum Fracking in Großbritannien laufen, die auch von Protesten der Bevölkerung begleitet werden, war noch im Juni 2013 von der PR Abteilung des Unternehmens Cuadrilla (Schiefergasproduzent in Großbritannien) zu hören, dass selbst ein Schiefergas-Boom in diesem Land unbedeutende Auswirkungen auf die Gas- und Strompreise haben wird [I 146].

Eine Studie von PÖYRY aus dem Jahr 2011 über die Schiefergasvorkommen in Lancashire basiert auf Daten des Unternehmens Cuadrilla. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass im Jahr 2030 theoretisch 20% der Nachfrage aus dem Vorkommen gedeckt werden könnten.

Es wird davon ausgegangen, dass sowohl der Gas- als auch der Großhandelsstrompreis ab 2021 um 2% bis 4% günstiger als Annahmen zum Gaspreis im Jahr 2014 sein könnten. In den Szenarien wurde davon angenommen, dass Schiefergas importiertes Gas ersetzt – also in die Schiefergasförderung investiert wird und die Ausbaupläne für erneuerbare Energien beibehalten werden [I 147].

Gemäß dieser Studie ist es nicht gerechtfertigt, dass Berater der britischen Regierung davon sprechen, dass Gaspreise mit der Nutzung heimischer Schiefergasvorkommen fallen könnten [I 148].

Lord Nicolas Stern (Autor des Stern-Reports) glaubt das nicht. Er machte auch darauf aufmerksam, dass es im Zusammenhang mit Fracking viele ungeklärte Fragen gibt [I 149].

„I do think it's a bit odd to say you know that it will bring the price of gas down. That doesn't look like sound economics to me. It's baseless economics,“ said Lord Stern, chair of the Grantham Research Institute on Climate Change at the London School of Economics.“

„Lord Stern also criticised the Government for encouraging a rush into fracking without a thorough analysis of all its potential ramifications.

He says a proper investigation is needed into the environmental threats surrounding hydraulic fracturing, or fracking, a process which releases oil and gas from shale by blasting

a mixture of sand, water and chemicals into the rock. It has been linked to a series of environmental problems such as earthquakes and water pollution.“

„There are major questions around fracking and those questions ought to be explored. We've not had a proper discussion on these serious issues,‘ said Lord Stern.“

5.2.1.1. Entwicklung des Gaspreises für die Industrie in Europa

Tabelle 23 vergleicht die Gaspreise für die Industrie in den USA und einigen ausgewählten EU-Staaten. Während das Preisniveau um die Jahrtausendwende noch einigermaßen ausgeglichen war, war das Preisniveau 2011 in den USA um einen Faktor 2 bis 3 geringer als in Europa.

Country	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
US	14.70	17.08	13.28	19.24	21.67	27.97	25.97	25.26	31.93	17.59	17.83	16.96
France	15.31	16.95	15.69	20.79	22.54	28.39	35.44	35.61	52.22	37.75	41.67	51.52
Germany	16.61		20.25	27.54	28.65	34.25	45.10	49.53	57.21	47.76	46.56	54.37
UK	9.00	12.07	12.59	14.15	17.43	25.69	32.98	28.63	38.35	30.36	28.27	35.51

Tabelle 23: durchschnittlicher Gaspreis [USD/MWh] für die Industrie in den USA und ausgesuchten EU-Staaten

Ähnliche Trends im Vergleich USA und EU zeigt ein Auszug aus einer Präsentation des Präsidenten der EU Kommission, J. M. Barosso, vom 22.05.2013 [I 153].

Trends bei den Endenergiepreisindizes 2005-2012

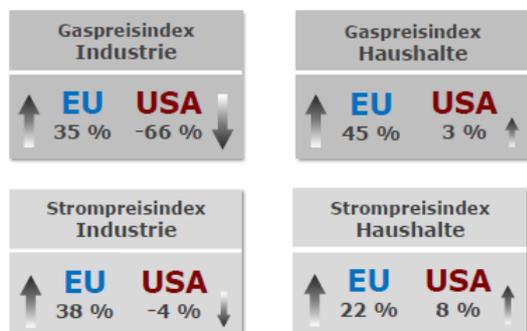


Abbildung 67: Trends der Endenergiepreisindizes 2005 – 2012

Anmerkung: Entsprechende Übersichten zur Entwicklung des Gaspreises (steigende Tendenz auf unterschiedlich hohem Niveau) für die Industrie in der EU finden sich bei Eurostat [I 154] oder auf der Website des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie [I 155].

5.3. Datenlage und Behauptungen

Keine Frage ist, dass die Förderung von unkonventionellen Kohlenwasserstoffen zu Einnahmen führt. Für North Dakota wurde über Öl- und Gaslizenzen ein Überschuss in Höhe von mehr als \$ 1 Milliarde für das Budget der Jahre 2013-2015 prognostiziert [I 124].

Zur Darstellung der ökonomischen Aspekte der Schiefergasnutzung wäre ein Vergleich der wahren Kosten (private sowie internalisierte externe Kosten bzw. soziale Kosten, Produktions- und Transaktionskosten (inklusive Risikokosten), variable Kosten oder Fixkosten) zwischen unkonventioneller Erdgasgewinnung, konventioneller Erdgasgewinnung sowie Technologien im Bereich der erneuerbaren Energieträger notwendig. Zwar liegen Informationen für Bohrkosten vor (vgl. [9], [19], [15]), zahlreiche Daten sind allerdings nicht zugänglich. Eine vollständige Kalkulation der Kosten gegenüber den Alternativen ist daher nicht möglich. Überdies darf angesichts der möglichen Risiken (siehe Kapitel 4) und geplanten oder tatsächlichen Erleichterungen (Förderungen, Subventionen, Beihilfen, Erleichterungen) für die Erschließung von unkonventionellem Erdgas nicht davon ausgegangen werden, dass insbesondere die externen Kosten (Gefahren für Menschen und Umwelt, Schäden,...) abgebildet sind.

Deshalb werden, wie auch in anderen Veröffentlichungen, zur Betrachtung der ökonomischen Aspekte Informationen über den Break-Even-Preis sowie zusätzlich die Entwicklung des Spot-Preises am Henry-Hub (Erdgaspreis für nordamerikanischen Markt) herangezogen. Einzelne Argumente, die oft als Plus für Schiefergas angeführt bzw. behauptet werden, werden durchleuchtet und z.B. Aussagen zu wirtschaftlichen Effekten einer kritischen Betrachtung unterworfen. Dazu zählen beispielsweise:

- Einfluss des Bergbaus auf die Entwicklung des BIP in den USA
- Ursachen der „Reindustrialisierung“ der USA (Wechselkurse, Konjunkturpakete, Schiefergasgewinnung)
- Aussagen zur Anzahl von Unternehmen in der Gasversorgung in den USA

- Abdeckung von Kosten in den USA, welche durch die Schiefergasindustrie verursacht wurden
- Förderungen und Subventionen
- Verdrängungseffekte im Tourismus

Zweifelsohne ist bei allen Unklarheiten klar, dass die Gewinnung von Schiefergas mehr Aufwand pro m³ Methan benötigt als die derzeitige Förderung von konventionellem Erdgas.

- Einfluss des Bergbaus auf die Entwicklung des BIP in den USA:

Das Bureau of Economic Analysis (BEA) vom U.S. Department of Commerce teilte in einer Aussendung von April 2013 mit, dass Bergbau (enthält die Öl- und Gasindustrie) im Jahr 2012 einen Beitrag von 0,07% zu der prozentualen Änderung des BIP in Höhe von 2,2% leistete [I 125]. Der konkrete Anteil der Schiefergasindustrie ist den Autoren der gegenständlichen Studie nicht bekannt.

Table 2. Contributions to Percent Change in Real GDP by Industry Group

	2009	2010	2011	2012
Gross domestic product/1/.....	-3.1	2.4	1.8	2.2
Private industries.....	-3.35	2.35	1.76	2.48
Agriculture, forestry, fishing, and hunting.....	0.13	-0.03	-0.17	-0.04
Mining.....	0.44	-0.16	0.00	0.07
Utilities.....	-0.17	0.19	0.05	0.02
Construction.....	-0.55	-0.04	-0.01	0.11
Manufacturing.....	-1.07	0.75	0.28	0.71
Durable goods.....	-1.05	0.73	0.40	0.55
Nondurable goods.....	-0.02	0.02	-0.16	0.16
Wholesale trade.....	-0.79	0.19	0.16	0.27
Retail trade.....	-0.12	0.42	0.01	0.23
Transportation and warehousing.....	-0.30	0.19	0.14	0.04
Information.....	-0.25	0.13	0.25	0.25
Finance, insurance, real estate, rental, and leasing.....	0.24	0.09	0.07	0.43
Finance and insurance.....	0.60	-0.18	-0.05	0.28
Real estate and rental and leasing.....	-0.36	0.26	0.12	0.15
Professional and business services.....	-0.73	0.26	0.59	0.23
Professional, scientific, and technical services.....	-0.46	0.20	0.40	0.09
Management of companies and enterprises.....	0.00	-0.01	-0.01	0.07
Administrative and waste management services.....	-0.27	0.16	0.20	0.07
Educational services, health care, and social assistance.....	0.17	0.11	0.15	0.04
Educational services.....	0.03	-0.02	0.01	0.00
Health care and social assistance.....	0.13	0.13	0.13	0.03
Arts, entertainment, recreation, accommodation, and food services.....	-0.24	0.24	0.20	0.14

A sliver of overall growth

Abbildung 68: Anteil des Sektors Bergbau an der prozentualen Änderung des BIP in den USA

Die Tendenz des geringen Einflusses der Schiefergasindustrie auf das BIP der USA bestätigt auch eine Studie vom September 2013, welche unter Mitwirkung von US-Gaskonzernen erstellt wurde [I 236]:

„Shale development also boosts the economy by \$70 billion annually over the next several decades. Although this amount appears large, it represents a relatively modest 0.46 percent

of the US economy. Today total natural gas expenditures represent about one percent of GDP within this country.“

...

„These gains will be concentrated in a few important sectors, particularly the oil and gas extraction, chemical product and various supporting industries. The shale boom will revitalize these sectors, which were relatively stagnant prior to the first signs of the shale boom in 2006.

Manufacturing in the downstream supply-chain using domestic low-cost plastics and petrochemical products (for local or export markets) may in particular benefit from these developments.“

Einem Artikel in der Washington Post vom 23. April mit einem Beitrag von „Capital Economics“ (Paul Dales) ist zu entnehmen, dass es in den USA seit 2009 – dem Ende der Rezession – ein Wachstum von 7,6% gab. Die Gas- und Ölindustrie soll daran lediglich mit 0,06%-Punkten beteiligt sein

[I 126]. Der konkrete Anteil der Schiefergasindustrie ist den Autoren der gegenständlichen Studie nicht bekannt.

Fazit: Der Einfluss der Erdgas- und Erdölindustrie auf die wirtschaftliche Entwicklung der USA ist offenbar äußerst minimal.

- Ursachen der „Reindustrialisierung“ der USA (Wechselkurse, Konjunkturpakete, Schiefergasgewinnung):

Reindustrialisierung bedeutet, dass neue bzw. zusätzliche Industriezweige ansiedeln oder z.B. alte Sektoren zurückkommen. Zu den Rahmenbedingungen gehören z.B. günstige und gut erschlossene Standorte, qualifiziertes Personal, gute Aus- und Weiterbildung, finanzielle Unterstützung der Unternehmen (u.a. in Form von Konjunkturpaketen), günstige Preise für Energie und/oder Hilfs- sowie Rohstoffe, niedrige Löhne, ein für die Industrie günstiges Steuer- und Abgabensystem,...

Ausschlaggebend für die Reindustrialisierung in den USA dürfte beispielsweise sein, dass der Dollar im gewichteten Schnitt aller Handelswährungen seit 2002 um über dreißig Prozentpunkte abgewertet wurde (siehe Abbildung 69). Damit werden Importwaren entsprechend teurer und Exporte entsprechend günstiger.



Abbildung 69: gewichtete Wechselkursentwicklung des USD gegenüber anderen Handelswährungen

Der Wirtschaftsrat des US-Präsidenten hob zudem hervor, dass das Konjunkturprogramm von 2009 bis 2012 über insgesamt 767 Mrd. US-Dollar (ca. 5,5% des BIP) in den letzten Jahren eine signifikante Wirkung auf Wirtschaftswachstum und Beschäftigung hatte [17]. Damit ist diese Wirkung am BIP bedeutend größer als die Schiefergasgewinnung.

Auch Betriebs-Ansiedlungen wie beispielsweise jene von BMW im Bundesstaat Washington dürften nicht unbedingt ein Beleg für den Gasboom in den USA sein. Die Ursachen dafür sind eher in den Wechselkursentwicklungen, damit in Verbindung stehenden günstigen Produktionsbedingungen sowie ggf. auch dem Absatzmarkt in den USA (schrumpfender Markt versus ggf. wachsender Markt) zu suchen.

BMW hat dort übrigens ein Werk zur Fertigung von Karbon-Karosserien für Elektroautos errichtet. Seinen Strom bezieht der Autohersteller aus nahe liegenden Wasserkraftwerken [127].

Fazit: Der Einfluss von Schiefergas auf die Reindustrialisierung der USA dürfte nur klein sein (z.B. im Bereich der Chemieindustrie). Etliches spricht sogar dafür, dass der vermeintliche Preisvorteil von Schiefergas nicht von Dauer ist.

- Aussagen zur Anzahl von Unternehmen in der Gasversorgung in den USA:

Bis vor einigen Jahren wurden 80% der US-Gasversorgung durch relativ kleine unabhängige Unternehmen in den USA abgedeckt, aber innerhalb von drei Jahren entwickelte sich Exxon Mobil zum größten Gasproduzenten in den Vereinigten Staaten. BP, Shell, ConocoPhillips und Chevron gehören zu den Top Ten [I 128].

- Abdeckung von Kosten, welche durch Schiefergasindustrie verursacht wurden:

Es stellt sich die Frage, inwieweit mit Einnahmen aus der Schiefergas-Produktion dadurch bedingte bzw. verursachte Kosten abgedeckt werden können. In einem Bericht im Auftrag der Texas Railroad Commission (offizielle Behörde in Texas) von März 2013 heißt es, dass im gesamten Eagle Ford Schiefergas Gebiet in Texas im Jahr 2011 innerhalb von 24 Landkreisen („counties“ – Landkreise, regionale Verwaltungseinheiten) über USD 323 Mio. Einnahmen verzeichnet werden konnten. Allerdings sollen allein schon die Kosten für Straßen im Kreis DeWitt mit der Anbindung von 3.250 Bohrplätze USD 432 Mio. betragen.

Zudem weisen die Autoren darauf hin, dass sich Unterhaltungskosten für Straßen und Brücken in vielen Landkreisen um einen Faktor 2 bis 3 erhöht haben [I 129].

Dem offiziellen Bericht der Railroad Commission of Texas sind für das Eagle Ford Shale in Texas folgende Zahlen zum Schwerlastverkehr zu entnehmen [I 129]:

- 1.184 Trucks, um die Bohrung zur Produktion zu bringen
- bis zu 353 Trucks pro Jahr während der Förderphase
- alle 5 Jahre 997 Trucks für Re-Fracking

„Oil and gas development has significantly increased road traffic by heavy trucks in rural areas, where most roads were originally built for light-duty use. The traffic and specialized equipment associated with drilling and production puts a strain on local roads that leads to premature asphalt wear and tear, ripples, potholes, and torn shoulders. To illustrate the scope of the challenge, Brian Schoenemann, Area Engineer for TxDOT, presented research indicating that almost 1,200 loaded trucks are required to bring one gas well into production; over 350 are required per year for maintenance of a gas well; and almost 1,000 are needed every five years to re-fracture a well.“

Interessant ist in diesem Zusammenhang auch ein offizieller Brief des „Texas Department of Transportation“ vom 09.09.2013 zur Reparatur und zum Zustand einer ausgewählten Straße (FM 1916) nach der Belastung durch Schwerlasttransporte [I 238]:

„In Dimmitt Country, for example, TxDOT made repairs to FM 1916 that typically last for 30 years. Despite those efforts, FM 1916 reverted to its previous degraded condition in less than a year.“

Ende Mai sollen texanische Gesetzgeber USD 225 Mio. zur Reparatur von Straßen im Landkreis DeWitt genehmigt haben [I 130].

Eine Studie vom „Environment America Research & Policy Center“ untersuchte die Vorgaben für Rückstellungen der Frackingfirmen in einzelnen US-Bundesstaaten. Unter Hinweis darauf, dass der Rückbau von Bohrstellen einige Hunderttausend US-Dollar und die Beseitigung von Schäden, wie defekte Straßen und kontaminiertes Grundwasser, Millionen Dollar kosten kann, wurde u.a. darauf aufmerksam gemacht, dass das US-amerikanische „Bureau of Land Management“ (BLM, zuständig für die Verwaltung des Landes der öffentlichen Hand; u.a. zuständig für Genehmigung oder Lizenzen zur Förderung von Energieträgern) von Bohrfirmen lediglich USD 10.000,- pro Pachtvertrag und eine pauschale in Höhe von USD 25.000 für alle Bohrungen in einem Bundesstaat zur direkten Deckung von möglichen Folgekosten verlangt [I 131]. In 8 Bundesstaaten soll die Höhe dieser Zahlungen weniger als USD 50.000,- betragen [I 132].

Bond Coverage (Liability) Amounts

The following instruments are acceptable forms of bond coverage:

Lessee's, Statewide and Nationwide bonds;
Surety bonds;
Personal bonds accompanied by negotiable Treasury securities;
Cashier's check, certified check, certificate of deposit; or Irrevocable Letter of Credit.

Individual Bond/Lessee Bond - \$10,000 covers operations for one Oil and Gas lease. Must be filed in the proper BLM State Office.

Statewide Bond Coverage - \$25,000 covers Statewide Operations for Oil and Gas leasing. Must be filed in the proper BLM State Office.

Nationwide Bond Coverage - \$150,000 covers Nationwide Operations, may be filed in any State Office.

Abbildung 70: Beispiel für erforderliche Kauttionen das Bureau of Land Management (BLM)

„The Costs of Fracking“ - Studie des „Environment America Research & Policy Center“ aus dem Jahr 2012 informiert über mögliche Schäden und damit verbundenen Kosten, die bei der Diskussion um unkonventionelle Kohlenwasserstoffe berücksichtigt werden sollten [I 137]. Dazu zählen:

- Trinkwasserverunreinigungen (Grundwasserreinigung, Wasserersatz, Kosten für die Reinigung von Wasser)
- Schäden an natürlichen Ressourcen (Gefahren für Flüsse und Bäche, Verlust an Lebensraum und Zerschneidung der Landschaft, Beitrag zur globalen Erwärmung)
- (Beispiele für) allgemeine negative wirtschaftliche Auswirkungen (Wert von Anwesen der Anwohner in Fracking-Gebieten, Gefahren für Bauernhöfe)
- gesundheitliche Auswirkungen (Gesundheit der Anwohner von Fracking-Gebieten, Gefahren für Arbeitnehmer, Luftverschmutzungen)
- öffentliche Infrastruktur und Dienstleistungen (Straßenschäden, erhöhte Nachfrage nach Wasser, Sicherung von Brunnen/ehemaligen Bohrstellen, Erfordernisse für Notfälle, soziale Verwerfungen und Kosten für soziale Dienstleistungen, Erdbeben auf Grund von Injektionen)

Auf der anderen Seite wird z.B. darauf aufmerksam gemacht, dass Bundes-, Landes-, und Kommunalverwaltungen die Öl- und Schiefergasfirmen über Finanzinstrumente in die Pflicht nehmen sollten (Rückstellungen für die Reparatur von Straßenschäden, Beseitigung von Umweltverschmutzungen, Wiedergutmachung sonstiger Schäden,...). Gebühren, Steuern und Abgaben sowie eine starke Regulierung könnten dazu beitragen, dass die Risiken von Anfang an minimiert werden.

- Förderungen und Subventionen:

Laut Reuters beabsichtigt die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung auch Schiefergas in die geplanten Aktivitäten in Polen (2014 bis 2016) mit einzubeziehen [I 187]. In Großbritannien und Polen soll es Überlegungen zur Verbesserung der wirtschaftlichen Bedingungen für die Schiefergas-Förderung geben. In Großbritannien sollen großzügige Steuervergünstigungen, in Polen die Förderung von Investitionen mit einem Gesamtvolumen von € 12 Mrd. bis 2016 erwogen werden [I 188]. Alternativ dazu soll in Großbritannien aber auch eine indirekte Förderung von Schiefergas durch eine Erhöhung der Steuer auf Öl angedacht werden [I 189].

WoodMckenzie, eine weltweittätige Analyse- und Beratungsfirma, informierte Ende 2012 darüber, dass steuerliche Anreize in Großbritannien nicht genug sein werden, um die dortige Förderung von Schiefergas zu gewährleisten. Nur, wenn die Vorkommen so gut sind wie in Nordamerika, wird eine Förderung rentabel, so das Unternehmen. Auf Grund von höheren Förderkosten würden Gaspreise von 10 USD/MBTU für den Break-Even benötigt [I 242].

Zu den Überlegungen zur Schiefergasförderung in Großbritannien äußerte sich Tom Brown (Senior Credit Executive, Norddeutsche Landesbank, London) in der Financial Times. Er meinte, dass gegen die Förderung im Inland günstige Gasimporte aus Norwegen oder Katar sprächen und diese sich nur durch illegale Abgaben verteuern ließen. Ferner machte er darauf aufmerksam, dass diese Bestrebungen dem Ziel der Dekarbonisierung der Wirtschaft widersprechen [I 190].

Im „the guardian“ war davon zu lesen, dass Fracking-Firmen in Großbritannien keine Versicherung zur Beseitigung von möglichen Schäden abschließen müssen [I 243].

Subventionen für fossile Energieträger sind bereits seit Jahren in den USA üblich [I 244].

Fazit: Durch fehlende internalisierte Kosten, Subvention sowie Förderung von Schiefergas werden falsche Anreize gesetzt, die erforderliche Hebung der Effizienzpotenziale sowie der Ausbau erneuerbarer Energien und damit die Energiewende, welche u.a. auf Aufgrund des Klimawandels erforderlich ist, behindert bzw. erschwert.

- Verdrängungseffekte im Tourismus:

In einem Report der „National Parks Conservation Association“ (1919 gegründet, setzt sich für den Schutz und die Verbesserung des US-amerikanischen Nationalpark-Systems ein) aus dem Jahr 2013 heißt es, dass die durch die intensive Öl- und Gasförderung in den USA hervorgerufenen Beeinflussungen der Luft den Interessen der Nationalpark-Besucher entgegen stehen [I 133].

"Intensive oil and gas development in other parts of the United States is linked with air quality problems, and fracking near these two Delaware River national parks could elevate concentrations of groundlevel ozone and visibility-impairing haze – hardly the qualities that visitors expect to find in these two exceptionally attractive national parks."

Eine Studie der Cornell University aus dem Jahr 2011 geht davon aus, dass es durch die Summe der mit Fracking verbundenen Aktivitäten (Anzahl von Bohrlöchern, LKW-Fahrten, ...) zu negativen Auswirkungen auf den Tourismus im Bundesstaat New York kommen könnte [I 134].

Weitere Beispiele für ökonomische Effekte der Schiefergasförderung finden sich u.a. unter:

- Die Bucknell University informiert über mögliche negative wirtschaftliche Auswirkungen sofern in New York unkonventionelles Erdgas gewonnen werden sollte (Untersuchung aus dem Jahr 2010; [I 135]).
- food & waterwatch (NGO mit Sitz in Washington) informiert über mögliche negative wirtschaftliche Auswirkungen sofern in New York unkonventionelles Erdgas gewonnen werden sollte (Studie aus dem Jahr 2011;

[I 136]).

5.4. Kosten für die Schiefergasförderung

In Kapitel 5.1.1 wurde die Entwicklung des Gaspreises in den USA u. a. am Beispiel des Henry Hub (Erdgaspreis für Nordamerika; 12/2011: 3,17 USD/MBTU, 04/2012: 1,95 USD/MBTU, 08/2013: 3,50 USD/MBTU) dargestellt. Auch die Kosten für Erdgasimporte in Europa (Deutschland 2012: 11,07 USD/MBTU) sowie Szenarien ihrer künftigen Entwicklung wurden betrachtet.

Im Frühjahr 2013 wurde im Auftrag des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW; Energiebarometer Januar/Februar 2013, u.a. gehört die Deutsche Bank zu den Fördergebern) eine Umfrage unter 200 Experten aus Wissenschaft und Praxis (Energieversorgungs-, Energiehandels- und -dienstleistungsunternehmen) zu der Frage, ab welchem Gaspreis in Europa mit einer signifikanten Steigerung der Schiefergasgewinnung gerechnet werden könnte, durchgeführt.

Beim derzeitigen Preis (Stand Januar 2013 – 27 €/MWh) würde sich die Förderung nicht lohnen, so die Meinung. Erst wenn der Preis für konventionelles Erdgas steigt, wird die Gewinnung in der EU wirtschaftlich werden und signifikant zunehmen.

29% der Befragten gaben bei dieser Umfrage („Ab welchem dauerhaften Niveau des Großhandelspreises erwarten Sie, dass die Förderung von unkonventionellem Erdgas in der EU deutlich zunehmen wird?“) einen Break-Even-Preis von 40 bis 50 €/MWh (entspricht 14,78 bis 19,77 USD/MBTU) für Gas an, weitere 34% der Befragten gehen davon aus, dass der Break-Even-Preis noch höher liegt [I 171].

Ab welchem dauerhaften Niveau des Großhandelspreises erwarten Sie, dass die Förderung von unkonventionellem Erdgas in der EU deutlich zunehmen wird?

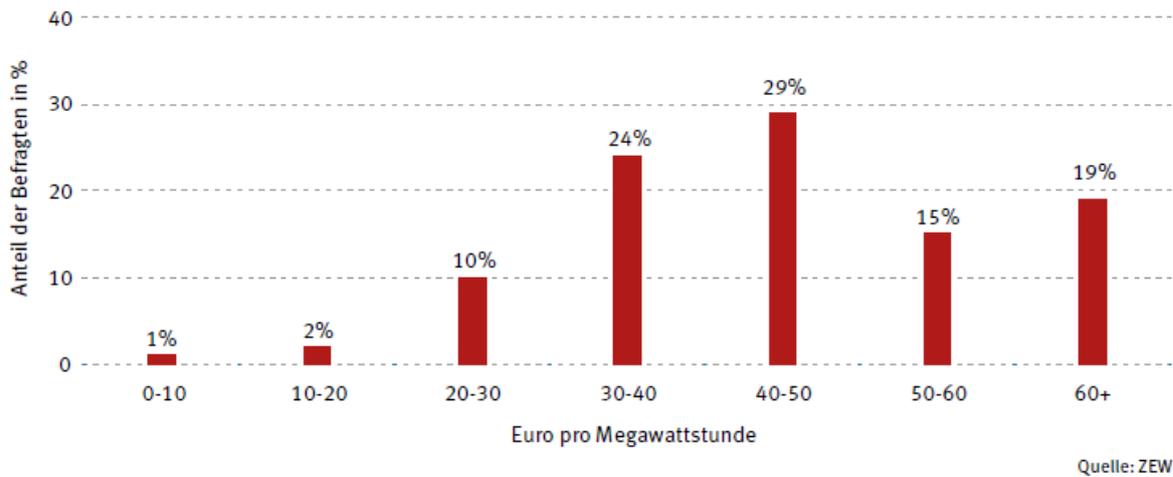


Abbildung 71: Break-Even-Preis für die Förderung von unkonventionellem Gas in Europa

Abbildung 72 stellt die Entwicklung von Gas-Spotpreisen in Europa dar

[I 172]. Nach dem Ergebnis der oben dargestellten Umfrage zu urteilen, wäre gegenüber März 2013 eine Preissteigerung um einen Faktor 1,5 erforderlich, um die Förderung von unkonventionellem Gas wirtschaftlich attraktiv zu machen.



Abbildung 72: CEGH, TTF und NCG Spotpreise

Auch die Szenarien der IEA, die für 2035 einen Importpreis für Gas in die EU zwischen USD 10 und 14 pro MBTU ergeben, liegen unter dem Break-Even-Preis von USD 14,78 bis 19,77 pro MBTU.

Es gibt Studien, welche die Aussagen zu hohen Break-Even-Preisen für Europa untermauern. So heißt es z.B. auf der Seite 86 der Studie „Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets“ des Oxford Institute for Energy Studies aus dem Jahr 2010 [I 173]:

„The conclusions from this cost analysis are clear and quite unsurprising. First, unconventional gas well costs are roughly 2 to 3 times higher than in the US, for structural reasons which we have already mentioned. Second, within Europe they are on the high end of the cost range compared to conventional wells, due to greater drilling depths, and more costly technology and designs.

Tight gas wells in particular appear to be far more expensive than the assumptions for shale wells, ranging from \$18-28 million, principally because these projects involve much greater drilling depths.”

Demgemäß wären die Kosten für die Förderung von unkonventionellem Erdgas in Europa 2 bis 3 Mal höher als in den USA. Der Break-Even-Preis wird in der Studie – in Abhängigkeit von technologischer Optimierung der Verfahren einerseits und steuerlichen Vergünstigungen andererseits – für Deutschland mit € 20,0 bis 29,3 pro MWh (USD 7,8 bis 11,5 pro Mcf bzw. USD 8 bis 12 pro MBTU), für Polen mit € 21,0 bis 31,0 pro MWh (USD 8,2 bis 12,1 pro Mcf) und für den baltischen Raum mit € 20,2 bis 30 pro MWh (USD 7,9 bis 11,7 pro Mcf). Die Studie betrachtet allerdings nur „Auffindungs- und Entwicklungskosten“ und „Produktionskosten“, welche 80% der Gesamtkosten umfassen (der Verwaltungs- und Zinsaufwand wurde somit ausgegliedert). Die letztgenannten Punkte bezeichnet die Studie als Vollzykluskosten.

Im Dezember 2012 meinte WoodMac, dass die Förderung von Schiefergas in Großbritannien einen Gaspreis von USD 8,68 pro MBTU erfordert [I 241].

„In its new report ‘UK Shale Gas – fiscal incentives unlikely to be enough’ Wood Mackenzie concludes that a commercially viable UK shale gas development will only be possible if the subsurface is as good as the very best shale plays in North America. Wood Mackenzie’s economic assessment shows that due to higher costs in the UK, average performing plays would need gas prices in excess of US\$9 per thousand cubic feet (mcf) to break even.“

Ähnliches wie oben wird in dem Papier „The ‘Shale Gas Revolution’: Developments and Changes“ von Chatham House von August 2012 verdeutlicht. Darin heißt es auf der Seite 9 [I 174]:

„It has been suggested that drilling a shale gas well in Poland costs three times as much as in the United States, reflecting the lack of service industry competition (Pfeifer, 2012). Another estimate suggests drilling a shale well in Europe costs \$6.5-14 million compared to \$4 million on the Marcellus (Deutsche Bank, 2011).“

Auch in einer Studie durch das Joint Research Centre im Auftrag der EU Kommission aus dem Jahr 2012 lassen sich zum Break-Even-Preis für Europa die oben genannten Kosten finden. Für die USA werden Produktionskosten in Höhe von USD 2 bis 9 Millionen und für Europa werden Kostenschätzungen in Höhe von USD 5 bis 20 Millionen für eine Bohrung angegeben.

Thonhauser geht in seinen Produktionsszenarien für Europa von 21, 57 und 85 Mio. m³ Fördermenge pro Bohrung aus [19]. Lechtenböhrmer gibt für das Barnett Shale eine Fördermenge von 60 Mio. m³ pro Bohrung an [10], für die meisten anderen Shales (Fayetteville, Nancos, Woodford, Arkoma-Becken) wurden deutlich geringen Fördermengen von höchstens 30 Mio. m³ pro Bohrung ermittelt. Dieser Wert dürfte in etwa den Durchschnitt für die Gasausbeute in den USA darstellen [19].

Einen deutlichen Unterschied zwischen EU und USA sieht man am Fördergebiet Haynesville in den USA, für das der Break-Even-Preis unter Berücksichtigung aller Kosten mit USD 4 pro MBTU angegeben wird [19]. Abbildung 73 vergleicht die Break-Even-Preise unterschiedlicher Fördergebiete.

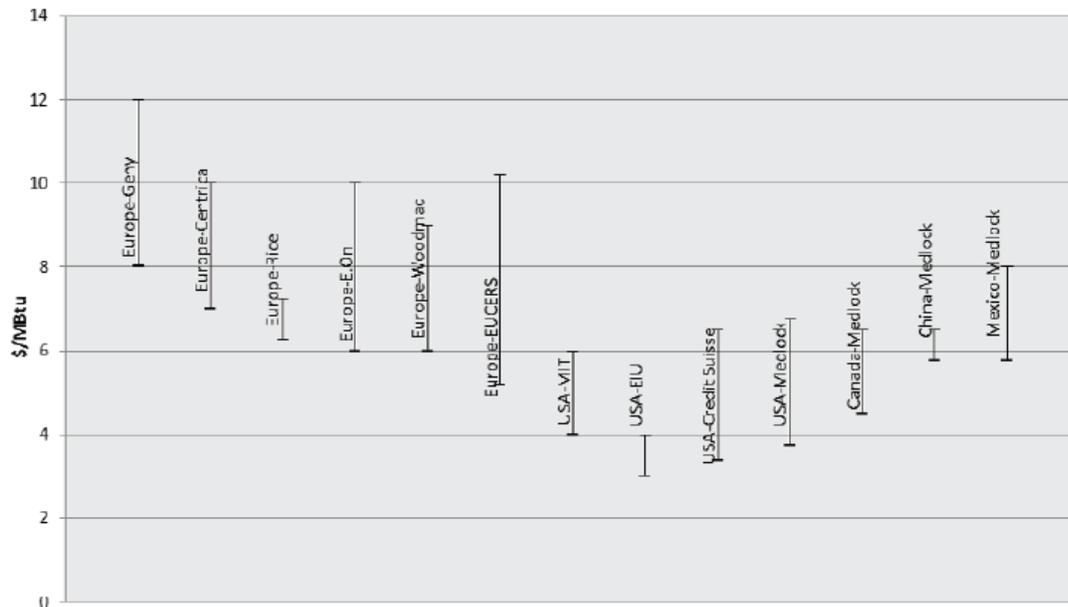
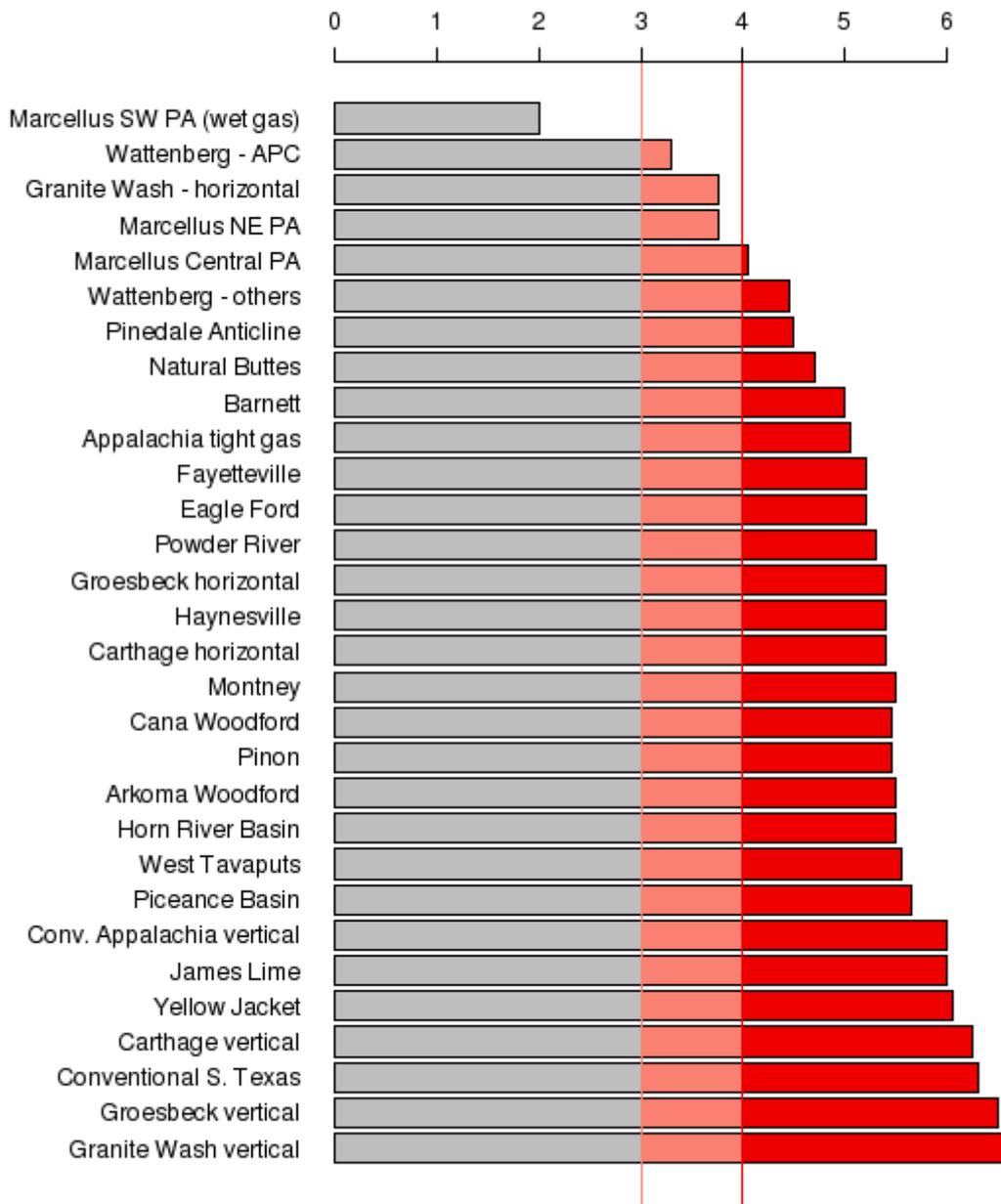


Abbildung 73: Break-Even-Preise [\$/MBTU] für unkonventionelle Gasproduktion für unterschiedliche Fördergebiete

In Abbildung 74

[175] wird die Situation aus einem etwas anderen Blickwinkel betrachtet. Hier wurde der Frage nachgegangen, wie hoch der Gaspreis (Henry Hub Spotpreis, NYMEX) sein muss, um in einem entsprechenden Fördergebiet eine Rendite von 12% zu erzielen. Die 12% wurden gewählt, da es sich dabei um ein nötiges Kriterium bei der Aufstellung von Finanzierungen handeln dürfte. Obwohl sich zeigt, dass hier auch die meisten US-amerikanischen Fördergebiete einen Preis von über USD 4 pro MBTU benötigen, liegen sie immer noch deutlich unter den für Europa angegebenen Break-Even-Preisen.

**NYMEX price required for 12% Internal Rate of Return
(Dollars per million BTU)**



Data: Goldman Sachs, Graphic: mazamascience.com

Abbildung 74: relative Rentabilität verschiedener Schiefergasgebiete

Bei Preisen von USD 4 pro MBTU können also bestenfalls ungewöhnlich leicht zugängliche Quellen mit hohen Erträgen wirtschaftlich arbeiten. Analysten rechnen mit Preisen von mindestens USD 5 bis 6 pro MBTU, um mit unkonventionellem Erdgas Geld verdienen zu können, Experten, darunter David Hughes oder Deborah Rogers, gehen von Preisen in Höhe von USD 7,80 bis 8,80 pro MBTU aus (siehe auch [8], manche nehmen auch USD 9,80 pro MBTU an).

Der US-Konzern Chesapeake kauft und verkauft Lizenzen. Vom geschäftsführenden Vorstandsmitglied war zu hören, dass sich damit mehr Geld verdienen lässt als mit der Gewinnung von Gas [I 176]:

„I can assure you that buying leases for x and selling them for 5x or 10x is a lot more profitable than trying to produce gas at \$5 or \$6 per mcf.“

Im Jahr 2012 soll das Unternehmen innerhalb der USA die meisten Bohrrechte, und zwar für eine Fläche von rund 15 Mio. ha, gehalten haben [I 177].

Auf Grund des geringen Gaspreises und notwendigen Kredit-Rückzahlungen kündigte Chesapeake Energy (zweitgrößter Gasproduzent in den USA) im Februar 2013 an, Beteiligungen an Förderungen im Wert von USD 7 Mrd. zu verkaufen. Die Firma geht davon aus, dass die Produktion 2013 um 5% zurückgehen wird [I 178].

Ultra Petroleum Corp stufte eigenen Angaben zufolge die sicheren Schiefgasreserven 2013 um 38% zurück. Ursache dafür waren die niedrigen Gaspreise an der Börse [I 179]. Anfang August 2013 war in der Financial Times ähnliches von Peter Voser, dem geschäftsführenden Vorstandsmitglied von Shell, zu lesen. Er informierte über eine finanzielle Abwertung bzw. Wertminderung seines Unternehmens in Höhe von USD 2,1 Mrd. [I 180]. Einige Unternehmen haben die Förderung bereits gestoppt. Allerdings gibt es auch Landbesitzer, die auf eine Förderung unabhängig vom Gaspreis pochen

[I 181].

Die EIA machte im Mai 2013 darauf aufmerksam, dass im Jahr 2011 Produzenten im Durchschnitt eine positive Eigenkapitalrendite erzielten. Allerdings lag damals der Henry Hub Spotpreis bei durchschnittlich USD 4,0 pro MBTU – und damit rund 45% über dem Jahresschnitt von 2012.

US amerikanische und kanadische Öl- und Erdgas-Produzenten, deren Geschäftstätigkeit in Nordamerika liegt und die weniger als 40% Flüssigkeiten in ihrer Produktion haben, hatten 2012 allerdings eine negative Eigenkapitalrendite vorzuweisen [I 182].

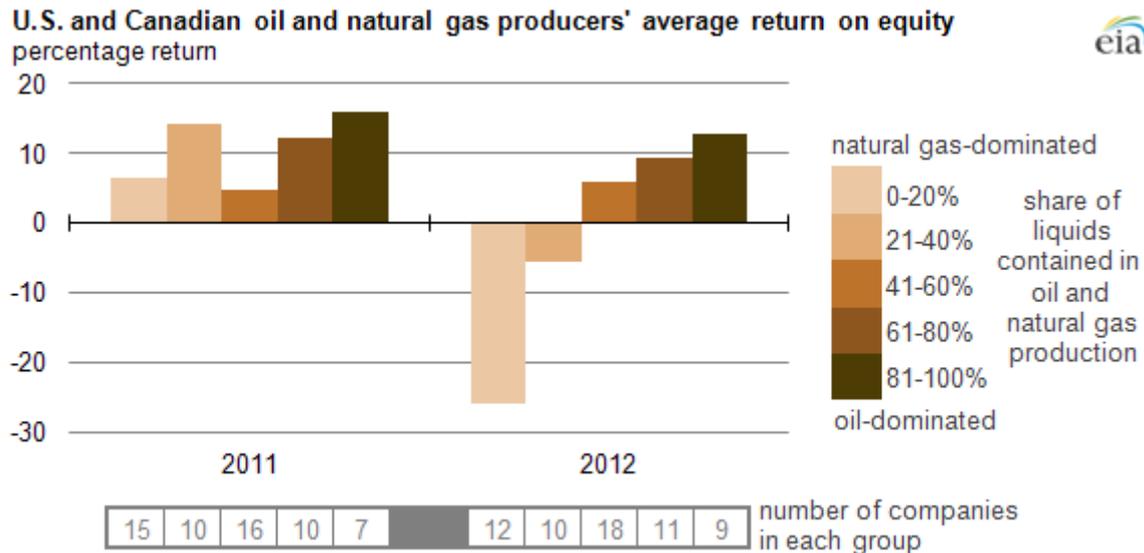


Abbildung 75: durchschnittliche eigenkapitalrenditen US amerikanischer und kanadischer Öl- und Erdgas-Produzenten

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Ergiebigkeit der Förderstellen oder eigentlich die Abnahme der Produktion mit der Förderlaufzeit. Innerhalb der ersten 36 Monate nimmt diese in der Regel um 79% bis 95% ab. Um die Produktivität zu erhalten ist also eine wachsende Anzahl neuer Bohrungen notwendig. Ein Problem liegt darin, dass häufig potenzielle Förderstellen bereits im Voraus zur Finanzierung neuer Kredite verkauft werden.

Geht man davon aus, dass zusätzlich zu Beginn die ergiebigsten Quellen erschlossen werden, so ist durch die Abnahme von deren Produktivität und die steigende Anzahl notwendiger Neuerschließungen mit im Verlauf der Förderlaufzeit steigen Produktionskosten zu rechnen. Auch aus diesem Grund und aufgrund des Preisverfalls im Jahr 2012 werden die Nettoverluste der US amerikanischen Schiefergasunternehmen auf USD 9,3 Mrd. geschätzt [I 24].

Bei niedrigen Gaspreisen ist die Schiefergasindustrie nicht in der Lage, in neue Anlagen zu investieren und die Produktionsrate hoch zu halten. Darin ist auch ein Grund dafür zu sehen, dass die Produktion von Schiefergas seit 2011 merklich abgeflacht ist (vgl. Abbildung 11) [I 183].

Von 30 untersuchten Schiefergasgebieten der USA, darunter die 8 größten Fördergebiete, entfielen im Mai 2012 88% der Gesamtförderung auf 6 Gebiete (Auf 17 Fördergebiete entfiel etwas mehr als 1% der Gesamtproduktion.). 4 Schiefergasgebiete lieferten 68% dieses unkonventionellen Gases in den USA. Davon waren die Gebiete Barnett, Woodford sowie Haynesville in den EIA-Statistiken seit 2000 als Lieferquelle aufgeführt und Fayetteville seit 2004 [I 184].

Für den Fall von Preissteigerungen für Gas machte Fatih Birol, der Chefökonom der IEA, Ende Mai 2013 darauf aufmerksam, dass ab einem Henry Hub Spotpreis von USD 5 pro MBTU die Nutzung von Kohle wieder attraktiv und der Einsatz von Erdgas unattraktiv wird (Hinweis im Zitat dürfte es sich bei der Einheit mmBtu sicher um eine falsche Angabe handeln d.h., ein „m“ dürfte zu viel sein) [I 185]:

„Only regulatory intervention to bar a switch back to coal could prevent greater coal use if gas prices rise to \$5 per mmBtu ...”

“If it is left only to economics, around \$5 we may see a (coal) comeback, which would definitely be a development which would catch many people by surprise ...”

Andy Hall, der in den 2000er-Jahren hunderte Millionen US-Dollar mit Spekulationen um den Ölpreis gewann und auch als Öl-Guru bezeichnet wird, meinte auf einer Konferenz der OPEC Ende Mai 2013 in Wien, dass die Nutzung von Schiefergas auf Grund der vergleichsweise niedrigen Ausbeute und hohen Kosten nicht langlebig und nur von vorübergehender Wirkung ist [I 186].

Der deutsche Sachverständigenrat für Umweltfragen kommt in einem Gutachten zum Thema Fracking zu folgendem Fazit [I 192]:

„...Die Gewinnung von Erdgas durch Fracking ist für die Energiewende entbehrlich. Die Technologie sollte wegen gravierender Wissenslücken über die Umweltauswirkungen vorläufig noch nicht kommerziell eingesetzt werden. Fracking wird erst dann verantwortbar sein, wenn Pilotprojekte zu positiven Erkenntnissen führen. Die Gewinnung von Schiefergas in Deutschland wird die Energiepreise nicht senken und auch keinen nennenswerten Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

Damit besteht aus deutscher Perspektive auch kein energiepolitisches Interesse an der Förderung. Nach heutigem Kenntnisstand sind die heimischen Potenziale, die unter angemessenen Umweltauflagen wirtschaftlich rentabel gefördert werden können, viel zu niedrig, um einen nennenswerten Einfluss auf die Gaspreise in Deutschland haben zu können.

Gänzlich verfehlt wäre eine Revision der Energie- und Klimapolitik im Hinblick auf das billige Schiefergas in den USA. Die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie werden oftmals überzeichnet.“

Fazit:

In den USA gibt es Schiefergasquellen, die selbst bei einem Henry Hub Spotpreis von USD 4 pro MBTU betrieben werden können. Um jedoch tatsächlich und langfristig mit Schiefergas Geld verdienen zu können, wird wohl ein durchschnittlicher Spotpreis von rund USD 8 bis 9 pro MBTU nötig sein. In Europa muss aus unterschiedlichsten Gründen von deutlich höheren Preisen ausgegangen werden. Im Jänner/Februar 2013 wurde der Break-Even-Preis für Deutschland auf 14,78 bis 19,77 USD/MBTU geschätzt.

Nachfolgende Tabelle stellt die vorangegangenen Informationen über Break-Even-Kosten bzw. benötigte Gaspreise, um eine wirtschaftliche Förderung von Schiefergas zu in den USA oder Europa zu gewährleisten, übersichtlich dar. Wie bereits erläutert, ist davon auszugehen, dass die Förderung in den USA nicht wirtschaftlich ist. Dafür sprechen u.a. die Abschreibungen von Schiefergasunternehmen in den Vereinigten Staaten. Neben umwelt- und arbeitsrechtlichen Vorgaben und damit verbundenen Technologien sind im Vergleich zur USA die größere Tiefe der Vorkommen und damit der höhere Bohraufwand für höhere Kosten in Europa verantwortlich.

USA	Europa
3*-7 USD/MBTU [9]	5-10 USD/MBTU mit Stand 2012 [9]
-	14,78 bis 19,77 USD/MBTU mit Stand 2013 [I 171]
-	2 bis 3 mal höhere Kosten als in den USA mit Stand 2010 [I 173]
	2 bis 3 mal höhere Kosten als in den USA mit Stand 2012 [I 174]
-	8 bis 12 USD/MBTU für Deutschland mit Stand 2010 [I 173]
-	8,4 bis 12,6 USD/MBTU für Polen mit Stand 2010 [I 173]
	8,7 USD/MBTU für Großbritannien mit Stand 2012 [I 241]
4 USD/MBTU im Fördergebiet Haynesville mit Stand 2012 [19]	-
2* bis 6,5 USD/MBTU (viele über 4 USD/MBTU) mit Stand 2012 [I 175]	-
4 bis 6 USD/MBTU mit Stand 2013 [I 240]	-
8,80 USD/MBTU mit Stand 2013 [8][I 241]	-
7,80 bis 9,80 USD/MBTU mit Stand 2013 [I 24]	-

Tabelle 24: Angaben über Break-Even-Kosten bzw. benötigte Gaspreise, um eine wirtschaftliche Förderung von Schiefergas zu gewährleisten

*wahrscheinlich zu niedrig angesetzt

Für die Break-Even-Kosten der Schiefergasförderung in den USA ergibt sich damit eine Spannbreite von 2 bis 9,80 USD/MBTU. Berücksichtigt man nun noch bei der linken Spalte der Tabelle die Annahmen der IEA zu den EU-Importkosten von Gas aus den USA (4,3 bis 7,5 USD/MBTU) so ergeben sich Importpreise für Erdgas für Europa in Höhe von 6,3 bis 17,3 USD/MBTU.

Die IEA nimmt mit dem WEO 2013 demgegenüber EU-Importpreise von 10 bis 14 USD/MBTU oder Gaspreise in den USA in Höhe von 4,8 bis 6,9 USD/MBTU an.

Der gegenwärtige Diskussionspunkt – Gas kostet in den USA weniger als in Europa – wäre bei Schiefergaskosten in der EU in Höhe von 14,78 bis 19,77 USD/MBTU immer noch zutreffend (konkret um einen Faktor von 1,5 bis 7,4). Mit anderen Worten heißt dies, dass Gas auch mit der Schiefergas-Technologie in Europa nicht billig zur Verfügung stehen wird.

Im Vergleich mit Abschnitt 3.2. würde Schiefergas damit weder in ausreichender Menge (laut Annahmen der IEA ggf. 10% der Nachfrage bis 2035), um die zunehmende Auslandsabhängigkeit zu reduzieren, noch billig zur Verfügung stehen.

Zielführender als die Förderung von Schiefergas wäre für Europa eine langfristig sowie zielstrebig ausgerichtete Politik, welche verstärkt zur Reduzierung der THG-Emissionen, zur Hebung der Effizienzpotenziale, zum Ausbau der erneuerbaren Energieträger sowie zur Internalisierung externer Kosten beiträgt.

5.5. Energiekostenanteile am Bruttoproduktionswert ausgewählter Branchen am Beispiel Deutschlands

Hier wurde Deutschland als Beispiel gewählt, da über das Statistische Bundesamt Daten zu „Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Sektor Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ verfügbar sind [I 193]. Für die EU liegen vergleichbare, allerdings nicht vollständige Daten bei Eurostat vor [I 194].

Die Energiekostenanteile am Bruttoproduktionswert sind in Deutschland gering. Im Jahr 2011 betragen sie im verarbeitenden Gewerbe 2,5% und im Sektor „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ 9,3%.

Branche	Anteil [%] der Energiekosten
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	9,3
Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	2,5
verarbeitendes Gewerbe	2,6
Metallerzeugung und -bearbeitung	7,1
Herstellung von Glas, -waren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	7,3
Herstellung von Papier, Karton und Pappe	11,1
Herstellung von Flachglas	12,6
Herstellung von Zement, Kalk und gebranntem Gips	18,9
Herstellung von Industriegasen	25,6

Tabelle 25: Anteil [%] der Energiekosten am Bruttoproduktionswert ausgewählter Branchen des verarbeitenden Gewerbes in Deutschland

Eine Veröffentlichung der deutschen KfW vom Frühjahr 2013 hat die Wettbewerbsfähigkeit der US-amerikanischen und deutschen Industrie untersucht. Die Autoren kommen zum Ergebnis, dass es keinen nennenswerten Vorteil für Unternehmen in den USA gibt, da Energiekosten an den Gesamtkosten für das verarbeitende Gewerbe im Durchschnitt nur einen Anteil von rund 2% ausmachen.

Eine Ausnahme sind die energieintensiven Industrien. Dazu zählen v. a. die Nichtmetall-Industrie (Herstellung von Glas und Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden), die Papierherstellung, die metallerzeugende Industrie und mit Abstand auch die chemische Industrie. Die Energiekostenanteile an den Gesamtkosten liegen hier aber auch lediglich zwischen 4% und 10% (je nach Branche und Volkswirtschaft). Nur in ausgewählten Spezialindustrien wie der Kalkherstellung oder der Flachglasproduktion werden Energiekostenanteile zwischen 15% und 30% erreicht. Einzelne energieintensive Spezialindustrien haben jedoch gesamtwirtschaftlich kaum das Gewicht, um die preisliche Wettbewerbsposition einer gesamten Volkswirtschaft beeinflussen zu können.

Entsprechend zeigen sich in der Entwicklung der Exportpreise keine ernstesten Divergenzen: Die Exportpreise stiegen in Deutschland seit Januar 2010 um 8%, in den USA um 12%.

Durch die Förderung des Schiefergases in den USA, so die Meinung der Autoren der zitierten Untersuchung von der KfW, werden langfristig keine Wettbewerbsnachteile für Deutschland entstehen. Unter Energieeffizienz- und Umweltgesichtspunkten wird skeptisch hinterfragt, ob Schiefergas eine lohnenswerte Alternative darstellt. Die Veröffentlichung macht darauf aufmerksam, dass hohe Energieeffizienz Energiekostennachteile kompensieren kann. Die deutsche Volkswirtschaft ist bereits energieeffizienter, zudem wird darauf hingewiesen, dass Fracking zu geringeren Anstrengungen hinsichtlich Energieeffizienz und schonendem Ressourceneinsatz führen könnte. Dies wiederum könnte langfristig zu einer unter Effizienzgesichtspunkten nicht wettbewerbsfähigen Wirtschaft führen [I 195].

Entwicklung der Stromkosten für die Industrie in Deutschland:

Unabhängig von der aktuellen Debatte über die Befreiung der energieintensiven Industrie von der EEG-Umlage bzw. Ausnahmeregelungen für Steuern zeigt sich, dass Photovoltaik- und Windstrom den Börsenpreis für Strom senken. Entsprechende Effekte sind sicherlich auch auf andere EU-Länder mit Ausbau regenerativer Energieträger übertragbar.

„Diese Selektion hat dazu geführt, dass die Strompreise für die energieintensive Industrie in den letzten Jahren sogar gesunken sind, während auf der anderen Seite der Anstieg der EEG-Umlage pro kWh verstärkt wurde. Dabei profitiert die energieintensive Industrie nachweislich von der preissenkenden Wirkung des PV-Stroms an der Börse zu Spitzenlastzeiten.

...

Die stromintensive Industrie profitiert von der Energiewende, ohne sich nennenswert an ihren Kosten zu beteiligen.“ [22]

Der Aluminiumkonzern Norsk Hydro will 2013 die Jahresproduktion am Standort in Neuss von 50.000 t auf 150.000 t verdreifachen [I 196].

Alternativen zu vermeintlich billiger Energie:

Die Alternativen zu billigerer Energie sind, andere Kostenfaktoren billiger zu machen, in Forschung und Innovation sowie Qualifizierung zu investieren oder die Hebung der Effizienzpotenziale und den Ausbau der erneuerbaren Energieträger zu unterstützen. Dies stellt den einzig wahren Schutz vor steigenden Energiepreisen dar. Industriezweige, welche besonders von steigenden Kosten betroffen sind, könnten durch Ausnahmen von Abgaben solange vor steigenden Energiepreisen geschützt werden, bis für diese Lösungen im Sinne der Energiewende gefunden worden sind.

Der „European Competitiveness Report 2012, Reaping the Benefits of Globalization“ („Bericht über die Wettbewerbsfähigkeit Europas“) der EU-Kommission macht u.a. darauf aufmerksam, dass steigende Energiepreise und die Schwankungsanfälligkeit sich unmittelbar auf die Produktionskosten, die Geschäftstätigkeit und die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen und die Außenwirtschaftsbilanz auswirken. Bei Ländern, in denen kohlenstoffarme Quellen nur einen kleinen Teil des Energiemixes ausmachen und die sehr auf die Einfuhr fossiler Brennstoffe angewiesen sind, sind die Einbußen bei der Wettbewerbsfähigkeit größer. Die weltweite Konkurrenz und die grenzübergreifende Integration der Produktionsketten erfordern mehr Energieeffizienz und eröffnen neue Geschäftschancen und Möglichkeiten, Energie zu sparen. Im Allgemeinen konnten die EU-Länder im Zeitraum 1995–2009 ihre Exporte steigern und gleichzeitig die Energiekosten je Exporteinheit erheblich verringern. EU-Unternehmen, die neue Produkte mit Energiesparfunktion einführen, zählen zu den erfolgreichen Innovatoren. Ökoinnovatoren setzen mehr neue Produkte ab als konventionelle Innovatoren.

Die EU-Unternehmen sind weltweit führend bei den zunehmenden grenzübergreifenden „ökologischen Investitionen“ in saubere und energieeffiziente Technologien, Produkte und Dienstleistungen. Fast zwei Drittel der weltweiten Direktinvestitionen multinationaler Unternehmen in erneuerbare Energien im Zeitraum 2007-2011 entfallen auf EU-Unternehmen. Die EU ist weltweit Vorreiter bei anderen umweltschonenden Technologien, mit denen auf ökologische Weise Waren produziert und Dienstleistungen erbracht werden. Um die Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten, müssen die EU-Unternehmen ihr Augenmerk auf die Geschäftschancen richten, die die ökologischen und gesellschaftlichen Ziele und Aufgaben bieten, so der Bericht.

Forschung und Entwicklung im eigenen Haus und die Spezialisierung auf wissensintensive Produkte könnten eine Alternative zur Auslagerung an Standorte mit niedrigeren Kosten darstellen. Auslagerungen können dazu beitragen, dass die europäische Industrie das bestmögliche Verhältnis von Kosten und Qualität bei Fertigerzeugnissen erreicht. Industriepolitik sollte verstärkt auf die Wissen entwickelnden Bereiche am Anfang sowie auf Prozess- und Marketinginnovationen am Ende der Wertschöpfungskette ausgerichtet sein.

Der Nachfolgebericht aus dem Jahr 2013 „TOWARDS KNOWLEDGE DRIVEN REINDUSTRIALISATION“ macht darauf aufmerksam, dass in den USA die Ausgaben des privaten Sektors für Forschung und Entwicklung (gemessen als Anteil am BIP) fast eineinhalb Mal höher als in der EU sind (2,7 % in den USA gegenüber 1,85 % in der EU). In mehreren Hochtechnologiebranchen und Branchen, die hochwertige Technologien nutzen, (z. B. pharmazeutische Erzeugnisse, Elektrotechnik, Feinmechanik und Optik, medizinische Geräte, Telekommunikations- und Bürogeräte, Rundfunk- und Nachrichtentechnik so wie Akkumulatoren und Batterien) ist die EU im Vergleich zu den USA bei den Patenten im Rückstand. Erhalten die Schlüsseltechnologien, mit deren Hilfe neue Werkstoffe und Produkte in allen Bereichen des verarbeitenden Gewerbes entwickelt werden können, politische Priorität, so könnte dadurch die Wettbewerbsfähigkeit der EU nicht nur in den Hochtechnologiesektoren, sondern auch in den traditionellen Industriezweigen wesentlich verbessert werden.

Der hohe Technologiegehalt von EU-Produkten sorgt dafür, dass sie mit hochwertigen Produkten konkurrieren können, selbst wenn sie teurer sind als die in Nordamerika oder Ostasien hergestellten Konkurrenzprodukte.

5.6. Exkurs: Energieeffizienz

Der vorangegangene Abschnitt hat verdeutlicht, dass Energiekosten nur einen geringen Teil am Bruttoproduktionswert ausmachen. Nicht desto trotz trägt die Steigerung der Energieeffizienz dazu bei, Kosten zu reduzieren. Sie leistet einen Beitrag zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen, zur Schaffung und Sicherung von Arbeitsplätzen, zur Reduktion der Auslandsabhängigkeit sowie zur Erreichung von Energie- und Klimazielen.

Bereits der ehemalige Energiekommissar Andris Piebalgs erkannte, dass Energieeinsparung wirtschaftlicher als die Bereitstellung von Energie ist [1 197]:

„These ‚negawatts‘ (contributed by energy efficiency) have been every bit as valuable in economic terms as the ‚produced watts‘ of energy they replaced. With today’s energy prices, a negawatt of energy savings costs about half of what it costs to produce the same amount of energy. The cheapest, most competitive, cleanest and most secure form of energy for the European Union thus remains saved energy.“

Ähnlich äußerte sich Mitte Juni 2013 auch der für Energie zuständige Generaldirektor der EU-Kommission, Philip Lowe. Wenn CCS und Atomenergie nicht genutzt werden kann, dann wird Energieeffizienz entscheidend für die Dekarbonisierung der EU sein. Die Energieeffizienz muss nicht nur um 20% sondern um 40% bis 50% verbessert werden

[I 198].

US-amerikanische Militärberater räumen der Energieeffizienz ebenfalls eine wichtige Rolle bei der Lösung von Klima- und Energieproblemen ein [I 199]:

“Our consumption of oil and other fossil fuels contributes to climate change, which poses growing risks to our infrastructure, livelihoods, and national security.

Using more natural gas and oil, even if domestically produced, neither frees our economies from global oil prices nor checks the greenhouse gas emissions that threaten future generations. The only sustainable solution to this dual challenge is to improve our energy efficiency and diversify our energy sources to include cleaner and renewable power.”

Im World Energy Outlook 2012 hat die IEA darauf aufmerksam gemacht, dass mehr als 50% der Einsparpotenziale in Europas Industrie noch zu heben sind und 80% des möglichen Einsparpotenzials im Gebäudebereich bisher ungenutzt blieben. Tabelle 26 zeigt einige Effizienzpotenziale (technisches Potenzial) von ausgesuchten Industriezweigen in Deutschland bis 2035

[18].

Branche	Einsparpotenzial [%] bis 2035
Grundstoffindustrie	10 bis 20
Eisen- und Stahlindustrie	11 bis 20
Nicht-Eisen-Metallindustrie	12 bis 32
Papierindustrie	15 bis 23
Verarbeitung von Steine und Erden	9 bis 19
Glas und Keramik	2 bis 20
Ernährungsgewerbe	11 bis 13

Tabelle 26: Beispiele für Effizienzpotenziale in der deutschen Industrie bis 2035

5.7. Exkurs: Auswirkungen von Freihandelsabkommen

Auf Anfrage der Initiative „Weinviertel statt Gasviertel“ zu möglichen Auswirkungen von Freihandelsabkommen (CEPA) auf Verbote der Förderung von Schiefergas durch einzelne EU-Staaten und mögliche Entschädigungen hat sich die SPÖ-Delegation im Europäischen Parlament wie folgt geäußert:

„Es ist in der Tat möglich, dass ein Unternehmen einen Staat verklagen kann, jedoch nur wenn ein bilaterales Investitionsabkommen mit einen sogenannten "investor-state dispute settlement (ISDS)"-System besteht.

Inzwischen existieren weltweit über 3000 solcher Abkommen. Die meisten Abkommen wurden zwischen einem Industriestaat und einem Entwicklungsland abgeschlossen, um die Investitionen von Unternehmen im Ausland vor Zugriffen des Gastlandes zu schützen. Das bedeutet, faire Behandlung der Investoren und Anspruch auf Entschädigungszahlungen im Fall von Enteignungen (Änderungen von Sozial-, Gesundheits- oder Umweltschutzgesetzen, die zur Gewinnminimierung der Unternehmen führen könnten, gelten beispielsweise als Enteignung).

Derzeit sind 62 österreichische Investitionsschutzabkommen in Kraft (Ägypten, Albanien, Algerien, Argentinien, Armenien, Aserbaidschan, Äthiopien, Bangladesh, Belarus, Belize, Bolivien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Chile, China, Estland, Georgien, Guatemala, Hongkong, Indien, Iran, Jemen, Jordanien, Jugoslawien, Kap Verde, Kasachstan, Kosovo, Kroatien, Kuba, Kuwait, Lettland, Libanon, Libyen, Litauen, Malaysia, Malta, Marokko, Mazedonien, Mexiko, Moldawien, Mongolei, Namibia, Oman, Paraguay, Philippinen, Polen, Rumänien, Russland, Saudi-Arabien, Slowakei, Slowenien, Südafrika, Südkorea, Tadschikistan, Tschechien, Tunesien, Türkei, Ukraine, Ungarn, Usbekistan, Vereinigte Arabische Emirate und Vietnam).

Wenn also Österreich ein Investitionsschutzabkommen mit Kanada abschließen würde und die österreichische Regierung ein Verbot (beispielsweise das "fracking" - Schiefergasförderung betreffend) erlassen würde, könnte sich ein kanadisches Unternehmen an die Schlichtungsstelle wenden und Entschädigungszahlungen einklagen. Das bedeutet nicht, dass die Regierung ihre Entscheidung revidieren muss. Wenn jedoch das Gericht entscheidet, dass der Staat schuldig ist, dann muss dieser Entschädigungszahlungen leisten. Rein österreichische Unternehmen - das bedeutet ohne Investoren aus dem Ausland - haben nicht die Möglichkeit den Staat auf Entschädigung zu verklagen. Unternehmen, die in Österreich angesiedelt sind, jedoch Investoren haben, die in Ländern tätig sind mit welchen Österreich ein bilaterales Investitionsschutzabkommen abgeschlossen hat, können den österreichischen Staat verklagen.“

Das übliche Gericht für Schlichtungsverfahren ist der ICSID. Die Zahl der Klagen ist in den letzten Jahren enorm angestiegen. Waren es 1996 gerade einmal 38 Klagen, waren es Ende 2011 bereits 450. Das Klagen vor einem Schiedsgericht hat sich bereits zu einem sehr lukrativen Geschäft entwickelt und die Investor-Staat-Klagen erfreuen sich bester Konjunktur. Denn immer häufiger kommt es zu Verfahren von Unternehmen gegen Regierungen, weil die Unternehmen ihre Gewinne gefährdet sehen.

Für die Kosten müssen die BürgerInnen und SteuerzahlerInnen aufkommen. Auch demokratische Entscheidungen werden beeinflusst und gefährden somit die Demokratie und die Souveränität eines Staates. Kritik ist auch bei den Verhandlungen von internationalen Schiedsgerichten wegen mangelnder Transparenz und zweifelhafter Unabhängigkeit angebracht.“

Ergänzend wurde von einem deutschen Umweltaktivisten auf folgendes aufmerksam gemacht (vgl. Gheorghiu, A. 2013):

"Sämtliche Handelsabkommen müssen dem Vorsorgeprinzip, welches unter anderem in Art. 191 des Vertrages über die Arbeitsweise der EU verankert ist, besondere Rechnung tragen.

Das Vorsorgeprinzip ist selbst in den Fällen anwendbar, in denen die wissenschaftlichen Beweise nicht ausreichen, bzw. keine eindeutigen Schlüsse zulassen oder unklar sind, in denen jedoch aufgrund einer vorläufigen und objektiven wissenschaftlichen Risikobewertung begründeter Anlass zu der Besorgnis besteht, dass die Folgen für die Umwelt und die Gesundheit von Menschen, Tieren und Pflanzen mit dem hohen Schutzniveau der Gemeinschaft unvereinbar sein könnten. Insofern sind Handelsabkommen, die einem der zentralen Prinzipien der Europäischen Union keine Beachtung schenken nicht als gültig sondern als nichtig zu bezeichnen...

Nichtsdestotrotz soll darauf hingewiesen werden, dass die EU-Kommission sogar ausdrücklich betont, dass sie sich mit der geplanten Anwendung des Vorsorgeprinzips den sich aus den WTO-Abkommen ergebenden Verpflichtungen keineswegs entziehen will, sondern dass die Anwendung des Vorsorgeprinzips mit diesen Verpflichtungen durchaus vereinbar ist."

Am 13.09.2013 vertrat der EU-Umweltkommissar Janez Potočnik in Wien gegenüber Mitgliedern von Nicht-Regierungsorganisationen die Meinung, dass Handelsabkommen Vorgaben zum Schutz der Umwelt in der EU nicht unterlaufen dürfen.

Zwischen Abgeordneten des EU-Parlaments (Auswirkungen von Handelsabkommen gegenüber Mitgliedsstaaten mit Fracking-Verboten), Umweltaktivisten sowie dem EU-Umweltkommissar (Handelsabkommen haben keine Auswirkungen gegenüber Mitgliedsstaaten mit Fracking-Verboten) scheint es divergierende Ansichten zum Thema Handelsabkommen und Vorgaben gegen Fracking zu geben.

5.8. Schlussfolgerungen

Die vorangegangenen Abschnitte von Kapitel 5 haben gezeigt, dass

- die bisherigen Entwicklungen der Öl- und Gasindustrie in den USA offenbar einen geringen Einfluss auf das dortige BIP und das Wirtschaftswachstum hatten. Für die Zukunft scheint dies auch der Fall zu sein.

- das US-amerikanische Konjunkturprogramm im Zeitraum 2009 – 2012 positive Wirkung auf das Wirtschaftswachstum und die Beschäftigung hatte, und dass dies gemeinsam mit der Wechselkursentwicklung der vergangenen Jahre oder der Entwicklung von Löhnen (in Ländern, wie China, in welche die Produktion ausgelagert wurde) die Reindustrialisierung der USA begünstigte.
- Energie- bzw. kapitalintensive Unternehmen, die langfristige Investitionsentscheidungen planen, nicht kurzfristige Preiszyklen betrachten, sondern die mittelfristigen Risiken beachten. Insofern dürften andere Investitionsmotive als derzeitige Effekte des Schiefergasbooms von größerer Bedeutung sein.
- in den letzten Jahren die Anzahl der Gasproduzenten in den USA abgenommen hat.
- bezweifelt werden muss, dass die Fracking-Industrie in den USA zur Gänze für die Kosten aufkommt, die sie verursacht.
- die Erdgasgewinnung parallel zur Erdölförderung die geringsten Förderkosten verursacht (150 Mrd. m³/a – etwa 30% des EU-Gasverbrauchs werden abgefackelt) und die konventionelle Erdgasförderung kostengünstiger als die unkonventionelle ist. Langfristig betrachtet werden sich die Förderkosten der konventionellen und unkonventionellen Erdgasförderung annähern.
- unkonventionelle Förderstätten bereits im ersten Förderjahr von einer eklatanten Erschöpfungsrates der Förderung betroffen sind. Um die Förderrate aufrecht zu erhalten sind deshalb neue Bohrungen erforderlich. Dies hat eine Industrialisierung der Landschaft zur Folge.
- Abschätzungen über Ressourcen nicht immer wirklich belastbar bzw. verlässlich (vgl. Abschnitt 3.2) sind.
- die reduzierten Gaspreise für Haushalte in den USA im Zeitraum 2008-2011 einer 0,2%igen Erhöhung des Realeinkommens entsprachen.
- Einsparungen durch niedrige Gaspreise für die Industrie in den USA im Betrachtungszeitraum 2008 – 2011 nur 0,8% der Lohnkosten entsprochen haben sollen.
- der Gaspreis in Bundesstaaten mit Schiefergasförderung unterschiedlich reagiert und dementsprechend Konsumenten in unterschiedlicher Höhe profitieren.
- der Strompreis durch die Nutzung von Schiefergas in den USA in der Vergangenheit nicht flächendeckend gedrückt wurde.
- nach Szenarien der EIA zu urteilen, die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in den kommenden Jahren relativ stabil bleiben werden.
- befürchtet wird, dass der Export von Schiefergas zur Erhöhung von Treibhausgas-Emissionen aus der Stromerzeugung sowie zu Steigerungen des Strompreises bzw. des Gaspreises in den USA führen könnte.

- steigende Gaspreise dazu führen könnten, dass Gas in der Stromerzeugung (wieder) durch billige Kohle verdrängt wird.
- Erdgas in Europa phasenweise dreieinhalb Mal so teuer war wie in den USA.
- bezweifelt werden kann, dass Fracking in großem Umfang zur Senkung von Gaspreisen in Europa beitragen kann.
- ein dauerhafter Henry-Hub Spotpreis von USD 4 pro MBTU, eher aber das Zweifache notwendig wäre, um die Schiefergasförderung wirtschaftlich attraktiv zu machen. Somit ist davon auszugehen, dass niedrige Gaspreise nicht langfristig aufrecht zu erhalten sind.
- nach Einschätzung von Experten die Kosten für die Schiefergasförderung in Europa deutlich über den bisherigen in den USA liegen. Damit würden also trotz Schiefergasförderung in Europa weiterhin Preisunterschiede zwischen den USA und Europa bestehen.
- Energiekosten nur einen vergleichsweise kleinen Teil des Bruttoproduktionswerts ausmachen – in Deutschland im „verarbeitenden Gewerbe“ 2,5% und im Sektor „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ 9,3% (für das Jahr 2010). Damit ist die Bedeutung der Energiepreise und insbesondere des Gaspreises aus Sicht der Wettbewerbsfähigkeit gering.
- aus Sicht von Energieeffizienz und Umwelt hinterfragt werden muss, ob Schiefergas eine lohnenswerte Alternative darstellt.
- erhebliche Effizienzpotenziale nicht erschlossen sind.
- die Industrie (in Deutschland) von sinkenden Stromkosten an der Börse auf Grund des Ausbaus von erneuerbaren Energieträgern, wie Photovoltaik und Wind, profitiert.
- Investitionen, die jetzt in Schiefergas getätigt werden, den Ausbau der erneuerbaren Energien hemmen und sich nachteilig auf die Steigerung der Energieeffizienz auswirken können.
- die Kostenwahrheit fehlt. Billiges Schiefergas wird durch diverse Begünstigungen (externe Effekte, Hilfen der Allgemeinheit (wie z.B. nicht ausreichende Höhe von Kauttionen; Ausbau der Infrastruktur; Beseitigung von Schäden an Infrastrukturen; Beseitigung von Schäden an natürlichen Ressourcen; Subventionen und steuerliche Begünstigungen;...)) sowie auf Grund von Defiziten der Explorateure ermöglicht.

6. Soziale Aspekte der Schiefergasnutzung

Dieses Kapitel betrachtet soziale Aspekte der Schiefergasnutzung in den USA.

6.1. Vielfältige Probleme aus Sicht der Bevölkerung

Die Parlamentarier von Illinois erhielten einen Brief von Fracking-Geschädigten, in dem die negativen Erfahrungen geschildert wurden [1 200]. In diesem Brief heißt es u. a., dass

- es eine Liste von über 1.000 Geschädigten gibt,
- nur ein Bruchteil der versprochen Arbeitsplätze und Einnahmen realisiert wurde,
- sich Gemeinden in giftige Industriegebiete verwandelten,
- Farmen ruiniert wurden,
- Arbeitnehmer aus anderen Regionen kommen,
- es ernste gesundheitliche Auswirkungen gibt,
- die Arbeitsplätze viele Arbeiter so schwer krank gemacht haben, dass sie nicht mehr in der Industrie arbeiten können,
- zusätzlich zu den Wasser- und Luftverunreinigungen unzählige Austritte von Flüssigkeiten, „Blow-Outs“ (dem unkontrollierten Austritt von Bohrfluid und Gas oder Öl aus der Bohrung) und weitere Katastrophen zu nennen sind,
- sich durch die LKW-Transporte Fahrzeiten der Pendler erhöht haben,
- Lärm die Anwohner 24 Stunden am Tag belästigt,
- der Nachhimmel durch abgefackeltes Gas erhellt wird,
- es zu gesteigener Kriminalität gekommen ist, und dass
- für Schäden an Straßen und Brücken Gemeinden aufkommen müssen.

“The oil and gas industry promises that fracking is safe and that it will create jobs and bring your state riches, but Pennsylvania's experience in the past five years tells a very different story. In short, water contamination has been widespread; our air has been polluted; countless individuals and families have been sickened; farms have been devastated, cattle have died, and our pristine streams and rivers have turned up dead fish; only a fraction of the promised jobs and revenue for the state have come to fruition; and our communities have been transformed into toxic industrial zones with 24/7 noise, flares, thousands of trucks, and increased crime. What's more, the jobs have made many workers so sick (Fracking wastewater can be highly radioactive) that they can no longer work in the industry.”

“For us, fracking has been a public health disaster. Victims experience symptoms ranging from headaches, dizziness, burning eyes, sore throats, rashes, hair loss, severe nose bleeds, nausea, blood poisoning, liver damage, intestinal pain, neurological damage, cancers and many more. Many fracking victims who have suffered these health symptoms sign legal agreements that force them to forfeit all rights to speak about what has happened to them in order to settle with multi-national oil and gas corporations.

Although many cases have been hidden from the public eye through these non-disclosure agreements, we have compiled a 'List of the Harmed' that now well exceeds 1,000. Our efforts to create this lay registry of healthy problems in an attempt to compensate for the legally enforced silence of our medical community. After extensive lobbying by the oil and gas industry, the Pennsylvania State Legislature passed Act 13, which, among other things, places a gag order on doctors who deal with victims of fracking and who wish information about the possible chemicals to which their patient may have been exposed.

The Southwest Pennsylvania Environmental Health Project - an initiative of medical experts - is working with Pennsylvanians affected by fracking and has concluded that health impacts are serious and that we still do not have enough scientific data to make an informed decision or to be able to claim that ANY regulations will protect public health.”

„Our environment has been transformed seemingly overnight from beautiful countryside and farms into toxic, heavy industrial zones. Commutes that used to take 30 minutes now take two hours because of the truck traffic. Many of our schools and playgrounds are blanketed in carcinogenic silica dust. Towering flares light up the night sky, while health-damaging levels of noise penetrate our homes 24/7. Only a small fraction of the promised jobs and revenue have materialized, with most jobs going to out-of-state workers and most revenue accruing to a only few individuals. Meanwhile the community has had to pay for road and bridge damage, increased accidents and need for more emergency workers, and we've had to live with increased crime rates.”

“In addition to the water contamination, air pollution, industrialized communities, increased crime rates and ruined farms, we've also experienced countless spills, blowouts and disasters. Communities have been evacuated because of explosions and uncontrolled leaks and fires.”

Betreiber, aber auch Akteure in Politik und Wissenschaft bezeichnen solche Aussagen oft als unseriös oder unwichtig. Aber: so schlimm sich all das auch liest, ist es doch plausibel, dass zumindest im Kern vieles sehr wohl zu trifft: Diese Aussagen decken sich zumindest teilweise mit Rechercheergebnissen zu den Kapiteln 3.3 und 4.

Wissenschaftler haben bis heute weder die kompletten Daten noch komplette Übersichten über die eingesetzten Chemikalien beim Fracking-Prozess erhalten. Im Lauf der Analyse möglicher Auswirkungen der Frack-Fluide musste das deutsche Umweltbundesamt feststellen, dass die vorhandene Datengrundlage lediglich 21% der Zusammensetzungen der Frack-Fluide und nur 25% der rund 300 durchgeführten Fracks umfasste. Zusätzlich wurde festgestellt, dass die Sicherheitsblätter Abweichungen von den tatsächlich eingesetzten Fluiden aufweisen.

Viele beim Fracking eingesetzte Chemikalien sind wahrscheinlich noch nicht einmal für den "intended use" gemäß REACH registriert - ein nicht rechtskonformer Einsatz (Braedt, M. 2013).

Die Aussage der Öl- und Gasindustrie in Deutschland "Es ist in 40 Jahren nie etwas passiert." passt mit den offiziell dokumentierten Schadensfällen alleine im Bereich der konventionellen Förderung (die bei weitem nicht dasselbe Risikopotential wie das Fracking besitzt) in den Jahren 2002 - 2013 nicht zusammen (siehe beispielsweise diverse Meldungen über Vorkommnisse auf der Homepage des Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie in Niedersachsen).

6.2. Beschäftigungswirkung – Schaffung von Arbeitsplätzen

Thomas Porcher (Ökonom aus Frankreich) erwähnte, dass selbst große Fördernationen wie Russland oder Katar die meisten Arbeitsplätze nicht im Bereich der Förderung sondern im Bereich des Zwischenhandels generiert haben. Der Grund für die (vermeintlich) vielen (Wander-) Arbeitsplätze in den USA ist nach seiner Auffassung einzig und allein im Zusammenhang mit den vielen Bohrplätzen zu suchen.

In der Studie „SHALE AND WALL STREET“ von Deborah Rogers, veröffentlicht im Februar 2013, (Finanzanalystin, Mitglied des beratenden Ausschusses der Federal Reserve Bank of Dallas, eine der ersten, die sich mit Fragen zur Wirtschaftlichkeit von Schiefergas beschäftigte) lässt sich auf Seite 5 folgendes lesen [I 201]:

“Shale development is not about job creation. Optimistic job estimates by industry have relied heavily on unrealistic multipliers to claim vast numbers of indirect jobs. Such job estimates in industry studies often include professions such as strippers and prostitutes in the overall job gains—not the sort of jobs that most people think of when they hear optimistic numbers from the oil and gas industry.

Moreover, direct industry jobs (for onshore and offshore oil and gas) have accounted for less than 1/20 of 1% of the overall U.S. labor market since 2003, according to the Bureau of Labor Statistics. This cannot be construed as game changing job creation.”

Demnach

- entfällt seit 2003 nur eine geringe Anzahl direkter Arbeitsplätze auf die Öl- und Gasindustrie.
- sind optimistische Zahlen über die Entwicklung der Arbeitsplätze auf Grund der verwendeten Daten kritisch zu hinterfragen.

Im „Energy Policy Forum“ (eine Webseite bzw. ein Forum, dass Deborah Rogers betreibt) vertrat Deborah Rogers die Meinung, dass mit erneuerbaren Energieträgern – bezogen auf die gewonnenen Kilowattstunden – 3 mal so viele Arbeitsplätze verbunden sind [I 202]:

„The oil and gas industry has made tremendous promises regarding shale gas and oil, most of which are, unfortunately, dropping by the wayside. We were promised production “for decades to come” though actual production numbers belied this. We were promised energy independence while the wells were screaming down their decline curves. We were promised jobs, while renewables were quietly booking considerably more jobs per kilowatt than oil and gas.

Three times as many to be exact. Perhaps such poor performance from oil and gas is precisely the reason for the hyperbole.“

Aus dem Energy Policy Forum sind auch Aussagen zu Arbeitsplätzen dokumentiert. Die Schiefergasindustrie soll in Pennsylvania („PA Jobs Numbers Poor in Spite of Marcellus Shale“) 600.000 Jobs schaffen, die benutzen Zahlen zur Evaluierung sind zu hinterfragen, so die Autorin [I 203]:

„Much has been claimed by the oil and gas industry with regard to job creation from shale development. It has been stated repeatedly that as many as 600,000 jobs will be generated by shale production.“

“Arguably this is job creation, just not the sort that most Americans would prefer to acknowledge. Or indeed create.“

Nach dieser Aussage steht also nur ein Teil der angekündigten Arbeitsplätze in direktem Zusammenhang mit der Förderung von Schiefergas. Ebenfalls betrachtet wurden die Ergebnisse einer Studie von IHS Global Insight, die teilweise durch die Öl- und Gasindustrie finanziert wurde [I 203]:

IHS Global Insight finds that shale gas development has created 103,000 jobs in Pennsylvania ... The Commonwealth ranks second in shale gas jobs, behind Texas, according to the IHS new report that was funded in part by the oil and gas industry.“

Ebenfalls im „Energy Policy Forum“ [I 203] ist zu lesen, dass Pennsylvania mehr als 6 Millionen Arbeitsplätze zur Vollbeschäftigung benötigt. Die 103.000 Jobs stellen weniger als 2% der benötigten Dienststellen dar.

“Pennsylvania needs more than 6 million jobs to be at full employment, and so, if the IHS report is near the mark, the gas industry is providing less than 2% of the jobs Pennsylvania needs.”

Folgende Aussage von John Hanger im November 2012 - vormals Sekretär des Pennsylvania Department of Environmental Protection, bevor er als Gouverneur von Pennsylvania kandidierte – ist ebenfalls auf der Homepage des „Energy Policy Forum“ zu finden [I 203]:

„Since January 2011, Pennsylvania has the worst job performance of any state with a major oil and gas boom.“

Der Öl- und Gasboom hat Pennsylvania also vergleichsweise wenige Arbeitsplätze beschert. 2012 waren über 9.500 aktive Schiefergas-Bohrlöcher im Marcellus Shale genehmigt [27]. Dividiert man die zu schaffenden 600.000 Jobs durch die Anzahl der Bohrlöcher, so entfallen theoretisch ca. 63 Arbeitsplätze auf eine Bohrstelle. Bei 103.000 sind dies rund 11 Arbeitsplätze. Außen vor bleibt bei dieser Überlegung allerdings, ob es sich bei den beschriebenen Jobs, lediglich um direkte oder direkte und indirekte Jobs handelt.

In der Öl- und Gasindustrie sind deutlich weniger als 1% der in der US-Industrie Beschäftigten angestellt. Im Jahr 2012 waren es 0,14%, und das obwohl der Zuwachs in dieser Branche seit 2004 immerhin 2,84% des gesamten Zuwachses in der Industrie ausmacht, also offensichtlich überproportional hoch war. Wie die folgende Abbildung zeigt, ist diese „Überproportionalität“ zu einem guten Teil auf den Einbruch des restlichen Arbeitsmarktes mit 2008 zurückzuführen.

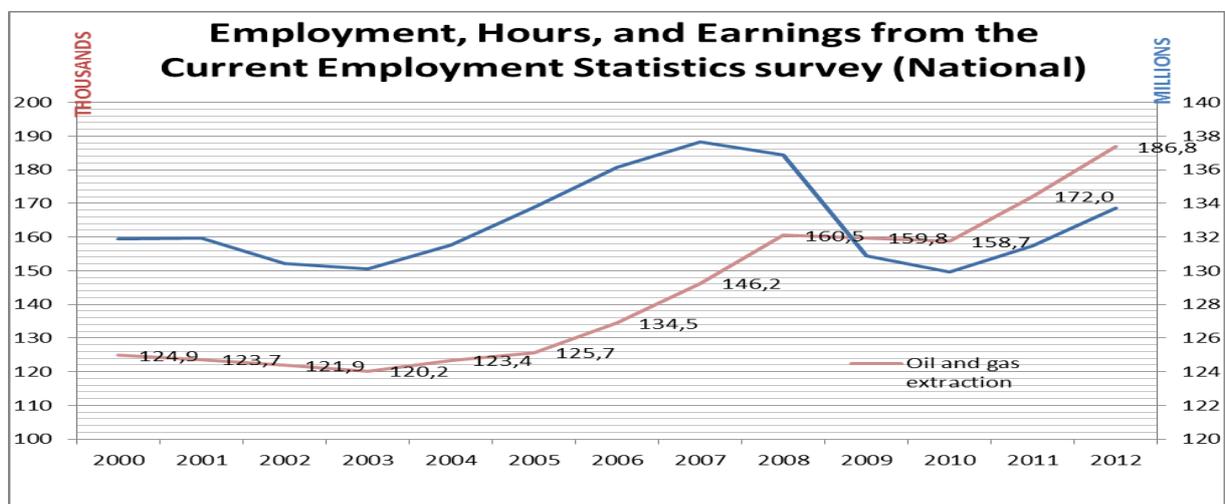


Abbildung 76: Beschäftigung in der Industrie (blau) und in der Öl- und Gasbranche (rot)

Seit dem Jahr 2000 erfolgte also ein Anstieg der Beschäftigtenzahl in der Öl- und Gasbranche. Über einen längerfristigen Zeitraum betrachtet wurde damit allerdings nur der Beschäftigungsstand der frühen 1990er erreicht [I 204].

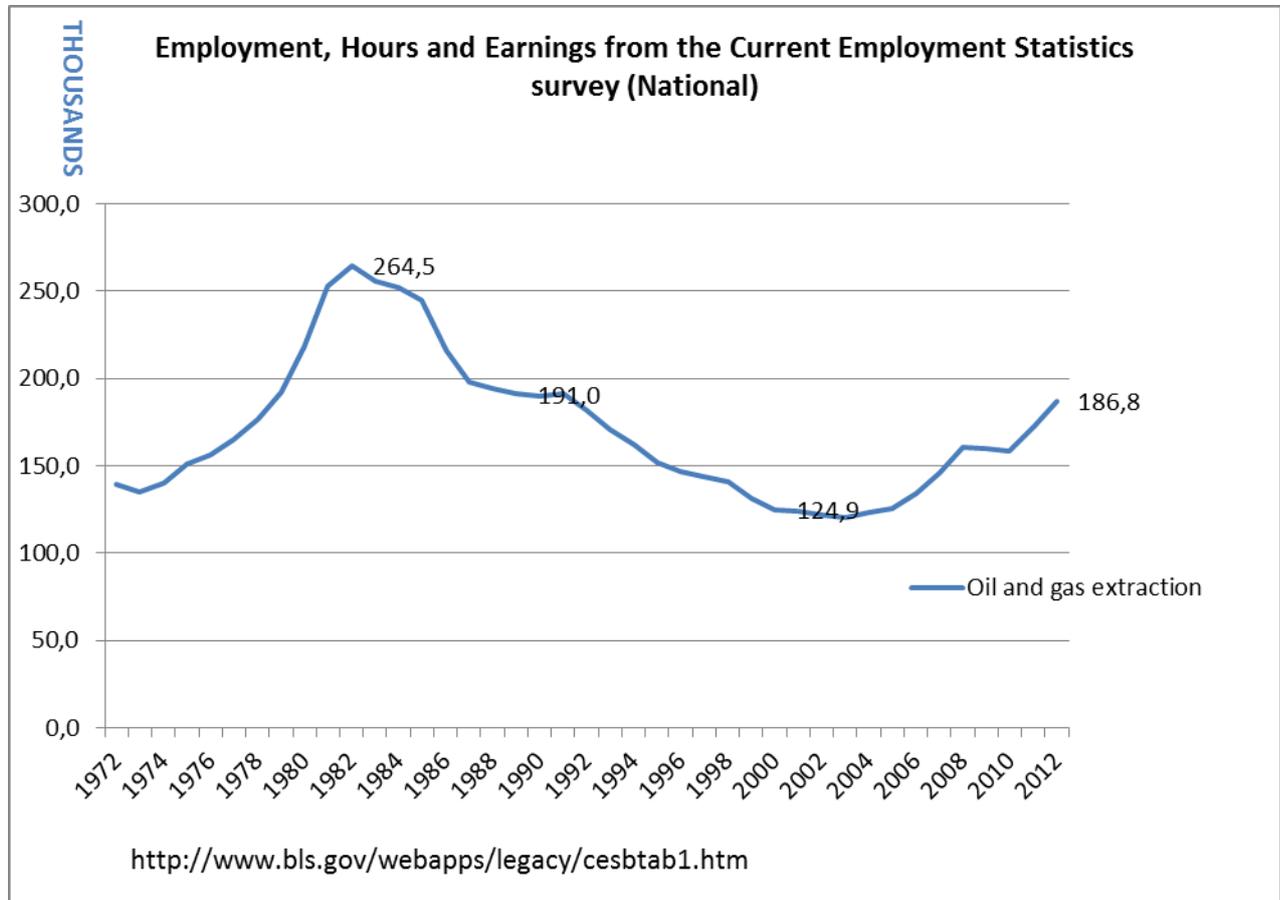


Abbildung 77: Beschäftigte in der Öl- und Gasbranche in den USA von 1972 bis 2012

Auch in Texas, wo die größten Gewinnungsgebiete zu finden sind, sollen mit 6,5% aller geschaffenen Jobs verhältnismäßig wenig Arbeitsplätze in der Öl- und Gasindustrie sowie im Bereich der damit in Zusammenhang stehenden Services zu finden sein [I 205], [I 206].

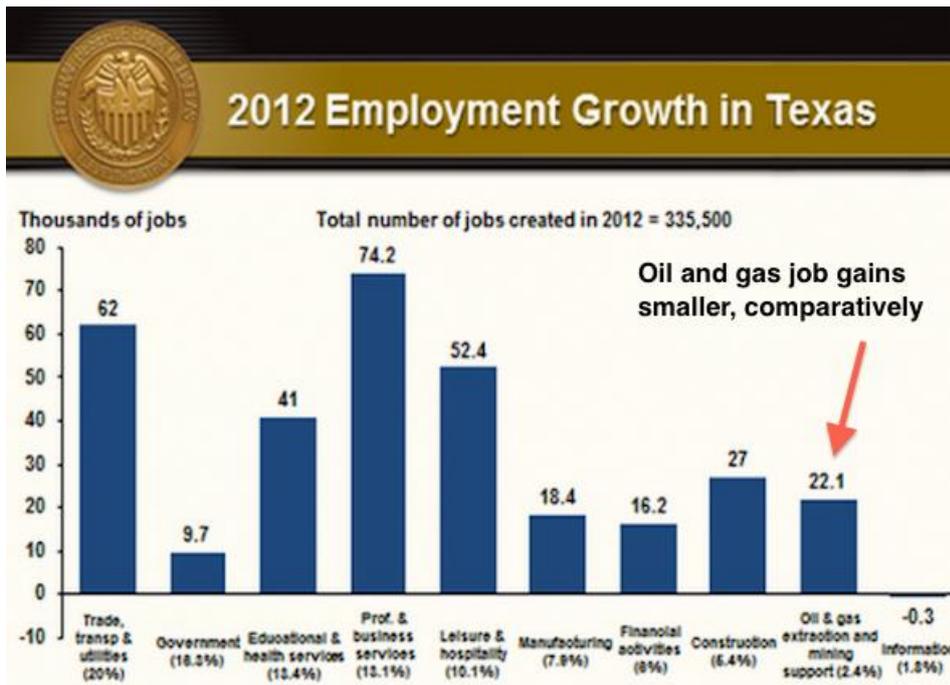
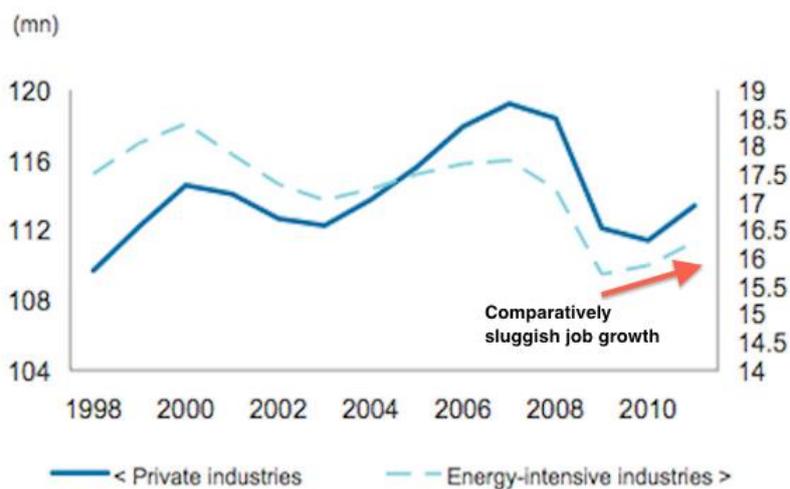


Abbildung 78: neue Jobs in Texas seit 2012

Auch die Beschäftigung in der energieintensiven Industrie hat in den letzten Jahren zugenommen, allerdings mit einer Rate unter jener des Rests der Industrie [I 205].

Full and Part-Time Employees



Source: Bureau of Economic Analysis, Morgan Stanley Research

Abbildung 79: Entwicklung der Beschäftigung in Industrie und energieintensiver Industrie

Ein Artikel der Shale Reporter (Journalisten, die über Themen im Zusammenhang mit Schiefergas in Pennsylvania, Ohio, West Virginia und New York berichten) weist darauf hin, dass zumindest im Fall Pennsylvania besser bezahltes und technisch qualifiziertes Personal für die Schiefergasindustrie von außerhalb kommt und die Branche dafür kritisiert wurde. Bis Juni 2013 sollen dort außerdem 1.100 Stellen abgebaut worden sein, in der Branche ist ein Trend der Arbeitsplätze weg vom Bohren hin zum Pipelinebau zu verzeichnen. Spezialfachkräfte für die Tätigkeiten bereisen das Land und sind für Wochen bis Monate in Unterkünften einquartiert. 2011 kamen 70% bis 80% der Arbeitnehmer nicht aus Pennsylvania. Regierung und Privatwirtschaft hatten von 2011 bis 2012 Millionen von USD bereitgestellt, um Arbeitnehmer zu qualifizieren und dem entgegen zu wirken [I 207].

In einer Publikation des Marcellus Shale Education & Training Center (zentrale Einrichtung zur Entwicklung des Arbeitskräftepotenzials und Abdeckung der Bildungsbedürfnisse im Marcellus Shale) aus dem Jahr 2011 heißt es auf der Seite 7, dass 98% der Arbeitsplätze im Zusammenhang mit der Gas-Förderung und -Entwicklung im Bereich der Vorbereitungen und der Phase der Bohrungen zu finden sind. Diese werden nicht mehr benötigt, sobald das Gas zu Tage strömt und die damit im Zusammenhang stehende Infrastruktur fertig gestellt wurde. Nach Seite 19 der zitierten Publikation zu urteilen, dauert dieser Zeitraum etwa ein Jahr [11]:

„In actuality over 98% of natural gas exploration and development jobs are found in the pre-drilling and drilling phase of bringing a well into production, and this segment of the whole workforce will no longer be needed once the process of drilling gas wells and affiliated infrastructure in an area is completed.“

Thonhauser [19] weist anhand des Beispiels des Marcellus Shale in Pennsylvania auf positive wirtschaftliche Effekte und die Beschäftigungswirkung der Schiefergasförderung hin. Das Marcellus Shale erwirtschaftete in Summe USD 2,3 Mrd., schaffte mehr als 29.000 Arbeitsplätze und warf USD 240 Mio. an Steuern (lokal und staatlich) ab:

„...the Marcellus shale gas industry ,generated \$ 2.3 billion in total value added, more than 29,000 jobs, and \$ 240 million in state and local taxes.“

Das U.S. Bureau of Labor Statistics, United States Department of Labor (BLS) stellt am Beispiel des Bakken Shale in North Dakota die Entwicklungen der Arbeitsplätze innerhalb ölproduzierender Landkreise dar.

Ende 2011 war North Dakota der viertgrößte Ölproduzent in den USA nach Texas, Alaska und Kalifornien. Zwischen 2007 und 2011 wuchs in Landkreisen mit Bohrungen im Bakken Shale die Beschäftigung um 27.954 Arbeitsplätze. 38,1% davon entfielen auf Bergbau, Steinbrüche sowie auf die Öl- und Gasförderung. Die Autoren des Berichts weisen darauf hin, dass die Landkreise bereits 2007 über einen höheren Anteil von Unternehmen in den Bereichen Bergbau, Steinbrüche sowie Öl- und Gasförderung als andere Länder verfügten [I 208].

Die Schiefergasunternehmen „Barnett Shale Energy Education Council“ – Förderung in Texas im Barnett Shale, leistete in der Vergangenheit den größten Beitrag zur Schiefergas-Gewinnung – berichten ebenfalls über ihres Erachtens positive wirtschaftliche Entwicklungen. Zwischen 2001 und 2011 wurden USD 65,4 Mrd. zum Brutto sozialprodukt der Region beigetragen und USD 80,4 Mrd. für den Staat. 38,5% des Wirtschaftswachstums der Region entfällt auf Schiefergasaktivitäten. 100.268 Arbeitsplätze wurden im Barnett Shale geschaffen, in ganz Texas 119.200 [I 209].

6.3. Überwachung von Umweltaktivisten

Aus Berichten geht hervor, dass in den USA Umweltaktivisten sowohl von staatlichen Behörden als auch von durch diese beauftragten Sicherheitsunternehmen überwacht werden könnten.

Eine Anti-Fracking-Gruppe im Nordosten von Pennsylvania erschien in einem Bericht einer privaten Sicherheitsfirma. Dieser wurde mit samt Aussagen über vermeintliche Bedrohungen, Informationen über Treffen und Aktivitäten der Aktivisten an Behörden weitergeleitet. Als Reaktion oder auch aus Angst verließen Personen diese Gruppe.

Mögliche Bedrohungen aufgrund von Umweltkatastrophen und damit in Verbindung stehende Unruhen sind nicht nur Gegenstand von Katastrophenszenarien von Sicherheitsbehörden sondern auch Grund für Überwachungen

[I 212].

6.4. Schlussfolgerungen

Die vorangegangenen Abschnitte dieses Kapitels haben gezeigt, dass

- je nach Interessenslage – Schiefergasfirmen (Erwerb von Lizenzen, Produktion und Verkauf von Gas, ...), Vertreter von Behörden, Kandidaten für Ämter, Anrainer oder Umweltschützer (Minimierung von Risiken, Schutz der Umwelt, ...) – verschiedene Aussagen über soziale und wirtschaftliche Effekte der Schiefergasnutzung gemacht werden.
- sich die Pro-Argumentation üblicherweise in der Belebung der Wirtschaft, der Schaffung von Arbeitsplätzen und den zusätzlichen Steuereinnahmen – oft ohne konkrete Daten - erschöpft. Dem wird entgegengehalten, dass positive Aussagen meist überzeichnet werden.
- nur ein geringer Teil der Arbeitsplätze auf die Öl- und Gasindustrie entfällt und von den versprochenen Arbeitsplätzen nur ein Bruchteil realisiert wird. Diese Arbeitsplätze liegen eher im Bereich des Handels und nicht im Bereich der Gasförderung. Außerdem werden die Arbeitsplätze auch noch zu einem guten Teil von Arbeitskräften aus anderen Regionen belegt. Auch steigende Kriminalität wird wahrgenommen und häufig mit fremden Arbeitnehmern in Zusammenhang gebracht.
- argumentiert wird, dass Investitionen in erneuerbare Energieträger mehr Arbeitsplätze generieren.
- soziale Aspekte der Schiefergasförderung gemeinsam, ganzheitlich und nachhaltig mit ökologischen und ökonomischen Effekten und insbesondere unter Berücksichtigung langfristig anzustrebender Zielsetzungen betrachtet werden sollten.

Vermeintlichen positiven Effekten stehen mögliche ökologische Gefahren, wie (vgl. auch Kapitel 4.9)

- Gefahrenpotenziale der Frack-Fluide, des Flowbacks und der Formationswässer,
- fracking-verursachte Erdbeben,
- Ressourcenbeanspruchung und
- Vernachlässigung des Vorsorgeprinzips,
- ...

und ökonomische Gefahren, wie (vgl. auch Kapitel 5.8)

- die hemmende Wirkung von Investitionen in Fracking auf die Hebung von Effizienzpotenzialen und den Ausbau der erneuerbaren Energieträger oder
- die Vernachlässigung der wahren Kosten der Nutzung unkonventioneller Kohlenwasserstoffe,

gegenüber, die angesichts der Erfordernisse aus Sicht des Klimaschutzes und des damit verbundenen Umbaus des Energiesystems den (fraglichen) Nutzen von Fracking überwiegen.

Wissenschaftliche Unklarheiten relativieren die pro-Argumente.

7. Verstrickungen und Vertuschungen

In den USA erhalten sowohl Republikaner als auch Demokraten Zahlungen von der Öl- und Gasindustrie. Die Vereinigung demokratischer Gouverneure erhielt beispielsweise zwischen 2005 und 2012 über USD 3,5 Mio. [I 213].

In Pennsylvania ist der sogenannte Drehtür-Effekt, also der Wechsel von Beamten in die Schiefergasindustrie und von Vertretern der Schiefergasindustrie zu Regierungsbehörden, ein Thema [I 214].

Neben der Los Angeles Times berichteten auch andere Quellen im Juli 2013 über eine Studie bzw. Präsentation der amerikanischen EPA, welche eine Wasserverschmutzung durch Fracking in Dimock beschreibt. Allerdings ist gemäß der offiziellen Mitteilung der Behörde das Trinkwasser sicher. Es wird u.a. vermutet, dass von Seiten der Öl- und Gasindustrie Druck auf die EPA ausgeübt wurde [I 215].

Ein kanadischer Artikel stellt unter der Überschrift „Der Kanadische Krieg um die Wissenschaft“ ausführlich dar, wie von Seiten der Regierung versucht wird Entscheidungen, die auf evidenzbasierter, wissenschaftlicher, ökologischer und technischer Grundlage basieren sollten, zu untergraben [I 216].

In den USA wurde eine Studie des Energie Instituts an der University of Texas wieder zurückgezogen, weil sie nicht nach wissenschaftlichen Standards erstellt wurde. Es stellte sich heraus, dass der Leiter der Einrichtung finanzielle Vergütungen von Plains Exploration & Production Co. bezog, einer Firma, die in den USA im Rahmen von Fracking tätig war [I 217].

Eine Studie der IHS CERA, welche mögliche positive Effekte von Fracking für die Zukunft beschreibt, wurde durch Verbände der Öl- und Gasindustrie finanziert. Mögliche negative Auswirkungen wurden nicht betrachtet [I 218].

Am bemerkenswertesten dürfte allerdings die Tatsache sein, dass Fracking-Firmen „Schweigegelder“ an Landeigentümer zahlen, um zu verhindern, dass diese über negative Auswirkungen der Förderung sprechen [I 219].

In Österreich arbeitete Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. mont. Herbert Hofstätter von der Montan Universität Leoben im Auftrag der OMV an sauberen Methoden zur Förderung von Schiefergas (Einsatz von Maisstärke). Die Universität erhält finanzielle Zahlungen von der Öl- und Gasindustrie (im Jahr 2011 € 14 Mio., € 2 Mio. stammen von der OMV) . Hofstätter war zuletzt Leiter der RAG (Rohöl-Aufsuchungs-Aktiengesellschaft). Er kann also schwerlich als unabhängiger Experte gesehen werden. Trotzdem ist er auf der Sachverständigenliste für das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Kohlenwasserstoffen des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend zu finden

[I 220]. Ferner ist er im wissenschaftlichen Beirat der Österreichischen Gesellschaft für Erdölwissenschaften (ÖGEW). Partner ist hier beispielsweise die OMV, zu den Sponsoren zählt die RAG [I 221].

Beispiel aus der Praxis –Großbritannien:

Auch in Großbritannien wird die Nutzung unkonventioneller Kohlenwasserstoffe in großem Stil angedacht. Kein Wunder sollte man meinen, wenn man anhand der folgenden Abbildung die Kontakte der britischen Regierung zur Fracking-Industrie betrachtet [I 222].

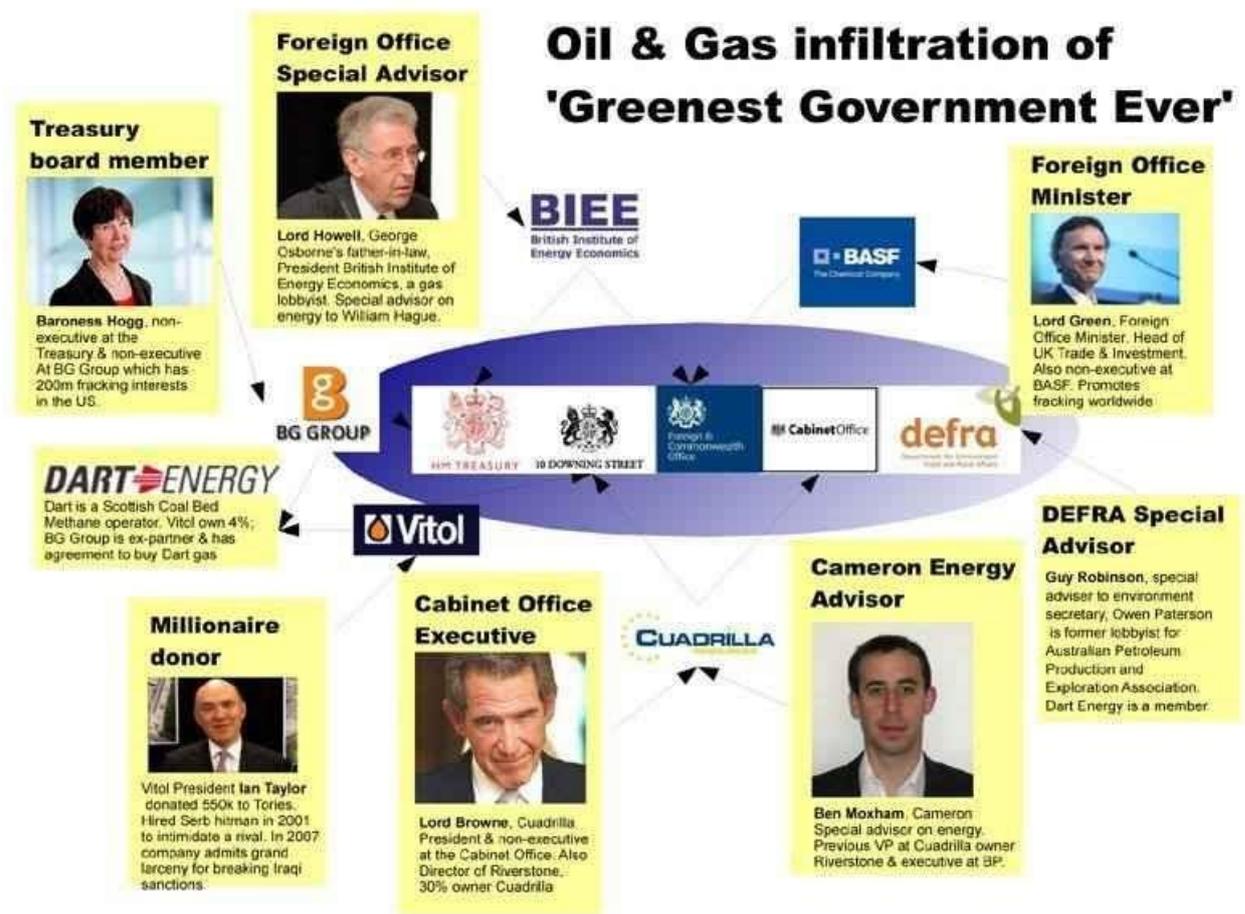


Abbildung 80: „Unterwanderung“ der britischen Regierung durch die Öl- und Gasindustrie

8. Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich

Die Erschöpfbarkeit fossiler und nuklearer Energieträger ist ein unabweisbares Faktum. Diskutiert werden kann der Zeitpunkt, ebenso Art und Ausmaß der im Vorfeld oder begleitend zu erwartenden Krisenphänomene in ökonomischer, ökologischer und sozialer Hinsicht. Langfristig gibt es nur erneuerbare Energieträger.

Ein Blick auf die aktuelle Situation (derzeit setzen wir in Österreich rund 65% bis 70% erschöpfbare Energieträger ein) zeigt deutlich, dass der langfristig erforderliche Umbau des Energiesystems enorme Herausforderungen für alle Akteure unserer Gesellschaft bringt.

Auch wenn manche fossile Energieträger noch Jahrzehnte oder gar Jahrhunderte verfügbar sein sollten, müssen Maßnahmen frühzeitig, ja umgehend und mit Weitblick eingeleitet werden. Die Ziele des Klimaschutzes sorgen für eine weitere Zuspitzung der Dramatik. Das Ziel, die Erwärmung auf durchschnittlich 2°C zu begrenzen, lässt kein Abwarten von Knappheiten fossiler Energieträger oder die Nutzung unkonventioneller Kohlenwasserstoffe zu, sondern erfordert sofortiges und energisches Handeln, um den Umbau der Energiesysteme voran zu treiben und damit die Emissionen von Treibhausgasen zeitgerecht zu minimieren.

Angesichts des derzeit sehr hohen Aufwandes für Energieimporte (rund € 13 Mrd. pro Jahr) steht ein beträchtliches Finanzvolumen für den Umbau des Energiesystems zur Verfügung. Werden diese Mittel im Sinne der Nachhaltigkeit ökonomisch sinnvoll, ökologisch und sozial verträglich eingesetzt, so stehen an der Stelle von Devisenabflüssen in Milliardenhöhe Investitionen im Inland, also Arbeitsplätze, Einkommen und Umsätze für die regionale Wirtschaft.

Neben dieser Gesamtsicht mit sehr positiven Perspektiven gilt es freilich, Chancen und Gefährdungen der einzelnen Akteursgruppen unserer Gesellschaft zu betrachten und adäquat zu berücksichtigen, also Chancen zu fördern und Probleme zu vermeiden bzw. zu minimieren.

8.1. Die Studie „Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich“

Die Studie Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich (ZEFÖ) [4] ging der Frage nach, ob und in wie weit es möglich ist, Österreich mit (bevorzugt im Inland gewonnenen) erneuerbaren Energieträgern zu versorgen. Es zeigte sich, dass dies technisch möglich ist.

Die ökonomisch, ökologisch und sozial verträglich erschließbaren erneuerbaren Energieträger reichen allerdings nur aus, um ca. den halben aktuellen Bruttoinlandsverbrauch Österreichs zu decken. Nach Jahrzehnten steigenden Energieverbrauchs ist eine Halbierung zweifellos ein Ziel, das auch bei langfristig angesetzter Realisierung gravierende, weit reichende und tiefgehende Eingriffe notwendig macht. Im Zentrum stehen dabei Maßnahmen zur effizienten Nutzung von Energie sowie zur Vermeidung von Energievergeudung („Energiesparen“). So könnten die wünschenswerten Energiedienstleistungen weiterhin praktisch ohne Komforteinbußen aber mit gewissen Veränderungen des Verbraucherverhaltens gesichert werden. Die Evaluierung der Studie durch ein interdisziplinäres Expertenteam ordnet diesen technischen Möglichkeiten neben ökologischen auch sehr große volkswirtschaftliche Vorteile zu.

Wesentlicher Unterschied zu bisherigen einschlägigen Arbeiten war, dass in ZEFÖ ein Back-Casting-Modell angewandt wurde. Ausgehend von den Potentialen erneuerbarer Energieträger und den in die Zukunft weiterentwickelten Energiedienstleistungen wurden die Gesamtenergiebilanzen der Jahre 2020 und 2050 ausgearbeitet.

Insgesamt wurden drei Szenarien betrachtet. Das Szenario „Business-as-usual“ geht davon aus, dass es zu keinen wesentlichen Trend-Änderungen kommt. Effizienzgewinne bleiben ebenso bescheiden wie Energiesparmaßnahmen. Der Energieverbrauch steigt weiterhin stetig an.

Das Szenario „Pragmatisch“ nimmt an, dass es gelingt, den Einsatz effizienter Techniken und energiesparender Lösungen wesentlich zu steigern, ohne die Energiedienstleistungen einzuschränken.

Das Szenario „Forciert“ schließlich setzt ein deutliches Umdenken von Politik und Bevölkerung aufgrund der Knappheit der erschöpfbaren Energieträger voraus. Die Umsetzung von Effizienz und Effektivität ebenso wie die Gewinnung erneuerbarer Energieträger gelingt in sehr weitgehendem Ausmaß.

Diese Szenarien wurden für zwei Varianten der Bevölkerungsentwicklung (Variante 1 – Zunahme, Variante 2 – Abnahme) entwickelt.

Anhand des Konzepts der Energiedienstleistungen konnte gezeigt werden, dass die Vollversorgung mit erneuerbarer Energie jedenfalls nicht mit Askese einhergehen muss, sondern zum Teil sogar Komfortsteigerungen erlaubt.

8.1.1. Potenziale der erneuerbaren Energien

Die folgende Tabelle zeigt die berechneten bzw. auf der Basis umfangreicher Recherchen und Rücksprachen mit Experten geschätzten Potenziale aus sämtlichen Bereichen der erneuerbaren Energien für die Jahre 2020 und 2050.

	2005	2020	2050
Wasserkraft	140,0	144,2	152,3
Windkraft	4,8	26,0	61,0
Photovoltaik		9,0	94,5
Biomasse (Landwirtschaft)	164,0	80,0	205,0
Biomasse (Forstwirtschaft)		193,5	215,6
Solarthermie	9,8	27,0	90,0
Wärmepumpe		26,5	95,0
industrielle Abwärme		4,1	12,0
Geothermie		0,0	7,4
SUMME	318,6	510,3	932,8

Tabelle 27: Potenziale [PJ] erneuerbarer Energieträger in Österreich

Auffällig an den Inhalten der Tabelle ist zweierlei. Einerseits liefert die Wasserkraft im Jahr 2050 „nur“ den drittgrößten Beitrag zur Energieversorgung Österreichs. Sie bleibt allerdings die mit Abstand größte heimische Stromquelle. Von ganz besonderer Bedeutung ist sie allerdings noch aus einem zweiten Grund, nämlich aufgrund des Pumpspeichervermögens. Die Bedeutung der Wasserkraft erklärt sich also zu einem Teil auch aus der Speichermöglichkeit für Windkraft und Photovoltaik!

Das Potenzial der Windkraft im Jahr 2050 ist eher gering, beträgt es doch nur rund 2/3 der Potenziale für Photovoltaik, Solarthermie oder Wärmepumpe. Besonders im Vergleich mit Photovoltaik und Solarthermie muss aber erwähnt werden, dass der zeitliche Verlauf über ein Jahr hinweg betrachtet unterschiedlicher kaum sein könnte, liefert doch die Windkraft ihre höchsten Erträge im Winter.

Ebenfalls beachtet werden muss, dass selbst bei einer vollständigen Realisierung der Potenziale für 2050 der heutige Energieverbrauch nicht mit heimischen Erneuerbaren gedeckt werden kann. Den langfristigen Potenzialen in Höhe von 933 PJ steht ein Bruttoinlandsverbrauch von 1.434 PJ im Jahr 2005 gegenüber. Der Ausbau der erneuerbaren Energien allein reicht also keinesfalls aus, der Verbrauch muss drastisch reduziert werden, und zwar, da eine vollständige Realisierung der Potenziale unwahrscheinlich ist, eher um die Hälfte als „nur“ um ein Drittel.

8.1.2. Potenziale im Bereich der Energieeffizienz

Die höchsten relativen Einsparpotenziale finden sich – bedingt durch die Annahme der Umstellung den Umweltverbund und auf E-Mobilität – im Verkehrsbereich, dicht gefolgt von den privaten Haushalten, wo der thermischen Sanierung eine außerordentlich bedeutende Rolle zukommt. Auch im Sektor „Dienstleistungsbereich“ können sehr hohe Effizienzpotenziale erschlossen werden.

Auch absolut kann im Sektor Mobilität die höchste Einsparung erzielt werden, wiederum dicht gefolgt von den privaten Haushalten. Hier ist auffällig, dass im Sektor Sachgüterproduktion, der 2005 den zweithöchsten Verbrauch unter den Sektoren aufwies, diese Einsparungen nicht annähernd erreicht werden.

Unter den Nutzenergiekategorien weisen „Traktion“ und „Raumheizung, Klimaanlage, Warmwasser“ die höchsten Potenziale auf. Die relativen Einsparmöglichkeiten in der Nutzenergiekategorie „Beleuchtung & EDV“ sind zwar ähnlich hoch, aufgrund der deutlich unterschiedlichen Verbräuche machen die absoluten Einsparungen jedoch nur rund 10% der Einsparungen im Bereich der Raumwärme aus. Da hier aber Strom gespart werden kann, sollte auch diesem Potenzial hohe Aufmerksamkeit gewidmet werden.

8.1.3. Ergebnisse

Die folgende Tabelle zeigt den Bruttoinlandsverbrauch (BIV), den energetischen Endverbrauch (EE) und den Stromverbrauch (Eel) samt ihren erneuerbaren Anteilen in den Jahren 2020 und 2050 und für beide Szenarien. Auch die Importtangente wird dargestellt. Um die gesamte Bandbreite der Ergebnisse aufzuzeigen, wird das Szenario Pragmatisch mit Bevölkerungsvariante 1 verbunden, das Szenario Forciert mit Bevölkerungsvariante 2.

	2005	Pragmatisch		Forciert	
		2020	2050	2020	2050
BIV [PJ]	1.434	1.283	959-973	1.100	706
davon erneuerbar [%]	22	41	79-99	44	100
EE [PJ]	1.085	954	723	779	472
davon erneuerbar [%]	25	47	92-99	52	100
Eel [PJ]	203	235	251	227	225
davon erneuerbar [%]	65	75	96-97	76	99
Importtangente [PJ]	1.034	765	171	589	-73

Tabelle 28: BIV, EE, Eel und Importtangente [PJ] samt erneuerbarem Anteil [%] im Basisjahr und in den Jahren 2020 und 2050

Die im Jahr 2050 des Szenarios Pragmatisch angegebenen Bandbreiten rühren von unterschiedlichen Überlegungen betreffend die Energie-Importe (nicht erneuerbar; erneuerbar) her. Viel wesentlicher sind jedoch die Vergleiche 2005 mit 2050. Trotz zunehmender Bevölkerung kann der Energieverbrauch langfristig bei Umsetzung des Szenarios Forciert halbiert werden. Der Eintrag des Szenarios Forciert ganz rechts unten zeigt für das Jahr 2050 eine negative Importtangente. Das bedeutet, dass mehr Energie exportiert als importiert wird. Damit ist eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energieträgern möglich.

Um die oben skizzierten Ergebnisse tatsächlich bis 2050 erreichen zu können, ist sofortiges Handeln unabdingbar, da beispielsweise bei der Hebung der Potenziale im Raumwärmebereich Zeit eine wesentliche Rolle spielt.

8.2. Konsequenzen für die Industrie

Die Bereiche Papier- und Metallherstellung sowie die Verarbeitung von Steinen und Erden (Zementherstellung) zählen zu den energieintensiven Industrieprozessen. Bezüglich der Hebung von Energieeffizienzpotenzialen sind österreichische Unternehmen der Stahl-, Papier- oder Zementindustrie bereits gut aufgestellt und zählen zu den führenden in Europa.

Speziell für die Stahlindustrie – Eisenproduktion – zeigt das durch den österreichischen Klima- und Energiefonds geförderte Projekt FINEX (Umsetzung durch die Siemens VAI Metals Technologies GmbH), welche Effizienzpotenziale durch Einsatz neuer Technologien noch erschlossen werden können. Mit dem Verfahren wurde der Grundstein für eine umweltschonendere Roheisenherstellung gelegt. FINEX stellt das erste großtechnologische Feinerz-Schmelzreduktionsverfahren dar, welches industrielle Reife erlangt hat und gegenüber dem Hochofenverfahren bedeutende umweltschonende Vorteile aufweist. Durch die Einsparung und Optimierung einiger Prozessabläufe lassen sich sowohl Energieverbrauch als auch CO₂-Emissionen deutlich senken. Die Investitionskosten sind um etwa 20% niedriger als bei herkömmlichen Hochofen, die Betriebskosten um etwa 15%. Dank der Ergebnisse des Projekts ist es möglich, nicht nur in Planung befindliche Anlagen zu verbessern, sondern auch bereits bestehende [I 223].

Weitere Beispiele für Einsparungsmöglichkeiten in der Metallindustrie finden sich z.B. auf der Website von Siemens [I 224].

Die Voestalpine AG plant in einem neuen Werk in den USA Koks durch den Energieträger Erdgas zu ersetzen. Genauso gut könnte langfristig auch Biogas eingesetzt werden (In der Glas- sowie Ziegelindustrie kann langfristig betrachtet Biogas zum Einsatz kommen.).

Wie auch in anderen Industriezweigen, besteht in der Zementindustrie die Möglichkeit Abwärme zu nutzen und Strom über Wärme bereitzustellen. Auch hier können neben Ersatzbrennstoffen – wie es heute bereits der Fall ist – biogene Brennstoffe eingesetzt werden. Durch die Reduktion des Klinkeranteils können die THG-Emissionen reduziert werden. Hier ist die österreichische Industrie im EU-Vergleich ebenfalls führend (ca. 70%-Klinkeranteil, weniger als 50% sind nach heutigem Kenntnisstand nicht möglich). Daneben besteht noch die Möglichkeit einer Kornoptimierung der Zuschlagsstoffe oder der Zugabe von Kalkstein (begrenzt möglich).

Durch die Produktion von Geopolymerzement könnte der Energieaufwand für die Zementproduktion ebenfalls reduziert werden. Der erforderliche Einsatz von Flugasche oder Hüttensand ist in Österreich auf Grund begrenzter Ressourcen nur eingeschränkt möglich. Damit dürfte diese Möglichkeit der Produktion entfallen.

In Deutschland wird an Celitement geforscht (Brennvorgang läuft bei etwa 200°C ab). Mit diesem Zementherstellungsverfahren soll eine Reduktion beim Energieeinsatz sowie beim THG-Ausstoß um jeweils 50% erreicht werden [I 228]. In Kalifornien wird das Calera-Verfahren zur Mineralisierung von CO₂ entwickelt [I 229]. Nach Mitteilung von Seiten der Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie ist die Forschungslandschaft für entsprechende Entwicklungen in Österreich allerdings zu klein.

Auch in der Chemie-, Kunststoff-, Pharma- oder Kosmetikindustrie müssen langfristig fossile durch biogene Rohstoffe ersetzt werden.

Fazit:

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass für weitergehende Einsparungen, welche für die Reduktion von THG-Emissionen erforderlich sind, neue technologische Ansätze erforderlich sind. Die öffentliche Förderung der Grundlagenforschung zur Entwicklung entsprechender Lösungen kann dazu einen wesentlichen Beitrag leisten.

Eine Umstellung von konventionellen auf unkonventionelle fossile Energieträger wäre angesichts der notwendigen Reduktion von THG-Emissionen, des erforderlichen Umbaus des Energiesystems und auch auf Grund langfristiger Investitionsentscheidungen innerhalb der Industrie keine Lösung.

8.3. Schlussfolgerungen und Empfehlungen für Österreich

Aufgrund der Aussagen vor allem der Abschnitte 4.9 und 5.8 kann davon ausgegangen werden, dass der Schiefergasboom in den USA weder unter ökologischen noch unter ökonomischen Gesichtspunkten nachhaltig ist.

Aus zahlreichen Gründen, wie Gesichtspunkten des Klima- und Umweltschutzes, der Endlichkeit der fossilen Energieträger, der Begrenztheit erneuerbarer Energieträger etc. wird empfohlen, in Österreich eine Energiewende hin zu erneuerbaren umzusetzen. Dazu ist es erforderlich

- den Energieverbrauch zu halbieren (durch Energieeffizienz und Energieeinsparungen),
- erneuerbare Energien unter Berücksichtigung sozialer, ökologischer und ökonomischer Aspekte auszubauen,
- rechtliche Hemmnisse am Weg zur Energiewende zu identifizieren und zu beseitigen sowie
- über gezielte Forschung und Entwicklung Lösungen für die Energiewende im Bereich der energieintensiven Industrie zu erarbeiten.

Einen weiteren Beitrag können finanzielle Anreize in Form einer ökologischen Steuerreform und optimierter Förderungen leisten. Kontraproduktive Förderungen hingegen sollten abgeschafft werden. Laut Statistik Austria betragen die potenziell umweltschädlichen Förderungen im Jahr 2007 € 4,9 Mrd. (auf Grund fehlender Information sind darin auch Positionen enthalten, die teilweise oder eventuell umweltschädlich sind). Jeder Bürger in Österreich (8,4 Mio. Einwohner) zahlt somit etwa 583 €/a.

Unabdingbar sind nicht nur umfassende Informationskampagnen und die Einbringung der Inhalte einer Energiewende in Aus- und Weiterbildung, sondern auch die Förderung der (Grundlagen-) Forschung.

Im Rahmen einer Energiewende können Wohlstand und Komfort gesichert, THG-Emissionen reduziert, Arbeitsplätze erhalten oder geschaffen und Einkommen in der Region lukriert werden. „Verzichtet“ werden muss nur auf Importe fossiler Energie und Devisenabflüsse. Noch im Jahr 2001 lag der Rohölpreis bei 25 USD/Barrel. Im 2. Quartal des Jahres 2012 kostete das Barrel USD 113 (im Euro-Raum stieg dieser im Vergleichszeitraum von 28 auf 87 €/Barrel). 2012 gab Österreich knapp 13 Mrd. Euro für Energieimporte aus. Bei einer Bevölkerungszahl von 8,4 Mio. EinwohnerInnen verursacht dies Kosten von ca. 1.540 €/EW*a. Die Importabhängigkeit der österreichischen Energieversorgung (Nettoimporttangente = Quotient aus Importsaldo und Bruttoinlandsverbrauch) beläuft sich derzeit insgesamt auf 69,5 %. Energieimporte erfolgen überwiegend aus demokratiefragwürdigen Ländern.

9. Kompakte Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse und Empfehlungen für Österreich

Aus Sicht des Klimaschutzes ist der Einsatz von fossilen Energieträgern bedenklich. So heißt es, dass im Sinne des 2°C Zieles nur rund ein Drittel der heute nachgewiesenen Vorkommen genutzt werden darf, dass also rund zwei Drittel keiner Verwendung zugeführt werden sollten. Eine großflächige Förderung von Schiefergas auch in Europa widerspricht dieser Zielsetzung. Dazu kommt, dass Investitionen in Schiefergas den Ausbau Erneuerbarer und damit den Umbau des Energiesystems hemmen. Es ist anzunehmen, dass auch die Hebung von Effizienzpotenzialen unter Investitionen in Schiefergas leiden wird. Aus Sicht von Klima- und Umweltschutz sollte hinterfragt werden, ob Schiefergas eine lohnenswerte Alternative darstellt.

Aus ökonomischer Sicht zeigt sich, dass die Förderung von Erdgas am günstigsten ist, wenn sie parallel zur Förderung von Erdöl erfolgt. Allerdings werden in diesem Zusammenhang rund 150 Mrd. m³/a abgefackelt. Dennoch ist die Förderung von konventionellem Erdgas billiger als jene von unkonventionellem Erdgas.

Experten gehen davon aus, dass ein dauerhafter Henry-Hub Spotpreis von zumindest USD 4 pro MBTU, wahrscheinlicher aber USD 8 pro MBTU nötig sein wird, um die Förderung von Schiefergas in den USA wirtschaftlich zu machen. Für Europa geht man – hauptsächlich aufgrund der unterschiedlichen Förderbedingungen – davon aus, dass ein Preis von zumindest USD 15 pro MBTU nötig sein wird, um die Förderung von Schiefergas wirtschaftlich zu machen.

Ein weiteres Problem der Schiefergas-Förderung besteht darin, dass die einzelnen Bohrungen bereits im ersten Förderjahr eklatante Erschöpfung zeigen. Um die Förderrate möglichst konstant zu halten, müssen also ständig neue Bohrungen durchgeführt werden.

Damit ergeben sich zahlreiche Umweltgefahren, und das nicht nur einmal, sondern praktisch kontinuierlich. So werden die Frack-Fluide zumindest teilweise als giftig, gesundheits- und umweltgefährdend eingestuft. Besonders ungünstig ist das, da die Fluide im Zuge des Flowbacks aber auch auf anderen Aufstiegs Pfaden durchaus wieder die Oberfläche erreichen – übrigens gemeinsam mit weiteren Substanzen, die besser unter der Erde bleiben sollten, wie z.B. radioaktive Stoffe.

Des Weiteren werden zahlreiche Ressourcen beansprucht, und zwar in weit größerem Maß als bei der Förderung von konventionellem Erdgas. So wird nicht nur eine sehr große Menge Wasser eingesetzt, vor allem aufgrund der ständig angelegten neuen Bohrungen ist auch der Verbrauch an Boden enorm – mit entsprechenden Auswirkungen auf das Landschaftsbild. Betreffend weitere Auswirkungen wie z.B. Klimateigenschaften, Langzeitwirkungen, chemische Transformations- und Abbaureaktionen, Verhalten von verpressten Abwässern etc. bestehen zahlreiche Unklarheiten, die nur durch zusätzliche Forschungsarbeiten geklärt werden könnten.

Fest steht hingegen, dass die Schiefergasvorkommen in Europa deutlich tiefer liegen als in den USA. Es wäre also schon der Abbau allein mit bedeutend größerem Aufwand verbunden. Hinzu kommen weitere Unterschiede, wie strengere Umweltvorschriften oder die größere Siedlungsdichte, die die Förderung von Schiefergas ebenfalls unattraktiv machen. Zu guter Letzt sollte auch in Bezug auf Schiefergas das Vorsorgeprinzip gelten. Letzteres spricht gegen die breite Nutzung ohne größtmögliche Reduzierung von Gefahrenpotenzialen, ohne die Beseitigung von Unklarheiten oder ohne die Reduktion der Ressourcenbeanspruchung. Das ist derzeit definitiv nicht der Fall. Insgesamt stellt sich die Frage, ob die Schiefergasförderung in Europa überhaupt und unter welchen Bedingungen Sinn machen kann.

Aus zahlreichen Gründen, wie Gesichtspunkten des Klima- und Umweltschutzes, der Endlichkeit der fossilen Energieträger, der Begrenztheit erneuerbarer Energieträger etc. wird als zukunftsfähige Alternative empfohlen, in Österreich eine Energiewende hin zu erneuerbaren umzusetzen. Dazu ist es erforderlich

- den Energieverbrauch zu halbieren (durch Energieeffizienz und Energieeinsparungen),
- erneuerbare Energien unter Berücksichtigung sozialer, ökologischer und ökonomischer Aspekte zu erschließen,
- Hemmnisse am Weg zur Energiewende (mangelnde Akzeptanz, unzureichende finanzielle und rechtliche Anreize) zu identifizieren und zu beseitigen sowie
- über gezielte Forschung und Entwicklung Lösungen für die Energiewende im Bereich der energieintensiven Industrie zu erarbeiten.

Unabdingbar sind in diesem Zusammenhang nicht nur umfassende Informationskampagnen und die Einbringung der Inhalte einer Energiewende in Aus- und Weiterbildung, sondern auch die Förderung der (Grundlagen-) Forschung.

Im Rahmen einer Energiewende können Wohlstand und Komfort gesichert, THG-Emissionen reduziert, Arbeitsplätze erhalten oder geschaffen und Einkommen in der Region lukriert werden. Der Entfall von Importen fossiler Energie vermeidet Devisenabflüsse großem (Milliarden-Euro-) Ausmaßes und eröffnet Chancen für Investitionen, Arbeit und entsprechende Einkommen im Inland.

Nachfolgend finden sich eine kompakte Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse aus der gegenständlichen Studie und darauf aufbauend Empfehlungen für Österreich.

Klimaschutz:

- 2/3 der derzeit nachgewiesenen fossilen Vorkommen müssen in der Erde verbleiben, um das 2°C Ziel zu erreichen (Im Mai 2013 wurden 400 ppm in der Atmosphäre gemessen.)
- mit steigenden Gaspreisen wird die Kohleverstromung attraktiv – entsprechende Tendenzen sind auch in den USA zu beobachten
- erhebliche Effizienzpotenziale sind nicht erschlossen
- aus Sicht von Energieeffizienz und Umwelt muss hinterfragt werden, ob Schiefergas eine lohnenswerte Alternative darstellt
- Investitionen, die jetzt in Schiefergas getätigt werden, hemmen den Ausbau der erneuerbaren Energien und können sich nachteilig auf die Steigerung der Energieeffizienz auswirken.
- Lösungen im Rahmen der Energiewende braucht es für energieintensive Industriezweige.

Vergleich zu herkömmlichem Gas:

- die Erdgasgewinnung parallel zur Erdölförderung verursacht die geringsten Förderkosten (150 Mrd. m³/a – entspricht etwa 30% des EU-Gasverbrauchs werden abgefackelt)
- die konventionelle Erdgasförderung ist kostengünstiger als die unkonventionelle
- Langfristig betrachtet werden sich die Förderkosten der konventionellen und unkonventionellen Erdgasförderung angleichen.

- ein dauerhafter Henry-Hub Spotpreis von USD 4 pro MBTU, eher aber das Zweifache wäre notwendig, um die Schiefergasförderung in den USA wirtschaftlich zu machen
- nach Einschätzung von Experten werden die Kosten für die Schiefergasförderung in Europa deutlich über den bisherigen in den USA liegen
- unkonventionelle Förderstätten sind bereits im ersten Förderjahr von einer eklatanten Erschöpfungsrate der Förderung betroffen, um die Förderrate aufrecht zu erhalten sind deshalb neue Bohrungen erforderlich. Dies hat eine Industrialisierung der Landschaft zur Folge.
- Abschätzungen über Ressourcen sind nicht immer wirklich belastbar bzw. verlässlich

Beispiele für Umweltgefahren:

- Frack-Zubereitungen können z.B. als giftig, umweltgefährdend oder gesundheitsschädlich eingestuft werden
- es bestehen zahlreiche Gefahrenpotenziale (Erdbeben, Flowback, gesundheitsschädliche Eigenschaften der Frack-Fluide, Aufsteigen von Substanzen,...)
- Ressourcen werden beansprucht (Wasser, Boden, Einfluss auf das Landschaftsbild, ...)
- es bestehen zahlreiche Unklarheiten mangels Forschungsarbeiten (Klimaeigenschaften; Langzeitwirkungen; chemische Transformations- und Abbaureaktionen; Verhalten von verpressten Abwässern;...)
- standortspezifische Untersuchungen sind erforderlich (Flowback, Formationswasser,...)
- saubere Fracking-Verfahren fehlen

gesamtwirtschaftliche Bedeutung:

- die bisherigen Entwicklungen der Öl- und Gasindustrie hatten in den USA offenbar einen geringen Einfluss auf das dortige BIP und das Wirtschaftswachstum
- das US-amerikanische Konjunkturprogramm hatte im Zeitraum 2009 – 2012 positive Wirkung auf das Wirtschaftswachstum und die Beschäftigung, gemeinsam mit der Wechselkursentwicklung der vergangenen Jahre oder der Entwicklung von Löhnen (In Ländern, wie China, in welche die Produktion ausgelagert wurde) wurde die Reindustrialisierung der USA begünstigt.

- Energie- bzw. kapitalintensive Unternehmen, die langfristige Investitionsentscheidungen planen, beachten nicht kurzfristige Preiszyklen, sondern die mittelfristigen Risiken. Insofern dürften andere Investitionsmotive als derzeitige Effekte des Schiefergasbooms von größerer Bedeutung sein.
- Nur ein geringer Teil der Arbeitsplätze entfällt auf die Öl- und Gasindustrie, von den versprochenen Arbeitsplätzen wird nur ein Bruchteil realisiert.
- Es kann bezweifelt werden, dass Fracking in großem Umfang zur Senkung von Gaspreisen in Europa beitragen kann.
- Energiekosten machen einen vergleichsweise nur kleinen Teil des Bruttoproduktionswerts aus – in Deutschland im „verarbeitenden Gewerbe“ 2,5% und im Sektor „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ 9,3% (für das Jahr 2010). Damit ist die Bedeutung der Energiepreise und insbesondere des Gaspreises aus Sicht der Wettbewerbsfähigkeit gering.

Auch in Bezug auf Schiefergas sollte das Vorsorgeprinzip gelten. Letzteres spricht gegen die breite Nutzung von Schiefergas ohne größtmögliche Reduzierung von Gefahrenpotenzialen, ohne die Beseitigung von Unklarheiten oder ohne die Reduktion der Ressourcenbeanspruchung.

Aus zahlreichen Gründen, wie Gesichtspunkten des Klima- und Umweltschutzes, der Endlichkeit der fossilen Energieträger, der Begrenztheit erneuerbarer Energieträger etc. wird empfohlen, in Österreich eine Energiewende hin zu erneuerbaren umzusetzen. Dazu ist es erforderlich

- den Energieverbrauch zu halbieren (durch Energieeffizienz und Energieeinsparungen),
- erneuerbare Energien unter Berücksichtigung sozialer, ökologischer und ökonomischer Aspekte auszubauen,
- rechtliche Hemmnisse am Weg zur Energiewende zu identifizieren und zu beseitigen sowie
- über gezielte Forschung und Entwicklung Lösungen für die Energiewende im Bereich der energieintensiven Industrie zu erarbeiten.

Einen weiteren Beitrag können finanzielle Anreize in Form einer ökologischen Steuerreform und optimierter Förderungen leisten. Kontraproduktive Förderungen hingegen sollten abgeschafft werden.

Unabdingbar sind nicht nur umfassende Informationskampagnen und die Einbringung der Inhalte einer Energiewende in Aus- und Weiterbildung, sondern auch die Förderung der (Grundlagen-) Forschung.

Im Rahmen einer Energiewende können Wohlstand und Komfort gesichert, THG-Emissionen reduziert, Arbeitsplätze erhalten oder geschaffen und Einkommen in der Region lukriert werden. Verzichten müssen wir nur auf Importe fossiler Energie und Devisenabflüsse.

Glossar

Begriff	Erläuterung
AR; IN; LA; MI; ND; OH; OK; PA; TX; WV	AR = Arkansas; IN = Indiana; LA = Louisiana; MI = Michigan; ND = North Dakota; OH = Ohio; OK = Oklahoma; PA = Pennsylvania; TX = Texas; WV = West Virginia
BE	Beleuchtung & EDV
BEA	Bureau of Economic Analysis, U.S. Department of Commerce
BGR	deutsche Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: geowissenschaftliches Kompetenzzentrum, das die Bundesregierung und die deutsche Wirtschaft in allen geowissenschaftlichen und rohstoffwirtschaftlichen Fragen berät und informiert, ihre Arbeit dient einer ökonomisch und ökologisch vertretbaren Nutzung und Sicherung natürlicher Ressourcen und somit der Daseinsvorsorge
BIV	Bruttoinlandsverbrauch
BLS	U.S. Bureau of Labor Statistics, United States Department of Labor
BrAbf	brennbare Abfälle
Casing	Bohrlochverrohrung
D	Dampferzeugung
Direktingestion	Aufnahme eines Stoffes über den Mund bzw. Verdauungstrakt
ecZ	elektrochemische Zwecke
EE	energetischer Endverbrauch
Eel	Stromverbrauch
EIA	U.S. Energie Information Administration: Agentur innerhalb des US Department of Energy in den USA, sammelt, analysiert und verbreitet Informationen zur Energiepolitik, ist die führende Einrichtung in Sachen Energieinformationen in den USA, erstellt kurzfristige Prognosen zur Entwicklung der Energiemärkte sowie langfristige Prognosen zu den US-amerikanischen sowie internationalen Energieperspektiven
ErnE	erneuerbare Energieträger
Exportpreis(index)	Gibt das durchschnittliche Preisniveau für exportierte Produkte frei Grenze im Vergleich zum Basisjahr an.
EPA	United States Environmental Protection Agency
FW	Fernwärme
HVHF	High Volume Hydraulic Fracturing
IÖ	Industrieöfen
lateral	seitlich
LNG	Liquefied Natural Gas – verflüssigtes Erdgas
Mob	Mobilität
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration

NORM	Natural Occuring Radioactive Material – natürlich auftretendes radioaktives Material, Radioisotope
NMVOG	Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan
Potenzialdifferenzen	Fließwege; aufsteigende Potenzialdifferenz: Grundwasser steigt gegen Schwerkraft auf; absteigende Potenzialdifferenz: das Gegenteil z.B. Versickerung von Regenwasser über die geologischen Schichten
RAG	Rohöl-Aufsuchungs AG
Reserven	nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Rohstoffmengen
Ressourcen	nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Rohstoffmengen
„Rotliegenden“	Begriff im Zusammenhang mit der (geologischen) erdgeschichtlichen Entwicklung, etwa 250 bis 300 Mio. Jahre altes Gestein, Speichergestein für Erdgas
RW	Raumheizung, Klimaanlage, Warmwasser
SM	Standmotoren
technisches Potenzial	Das technische Potenzial ist der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist.
THG-Emissionen	Treibhausgas-Emissionen
VOC	flüchtige organische Verbindungen
WEO	World Energy Outlook
ZEMA	Zentrale Melde- und Auswertestelle für Störfälle und Störungen in verfahrenstechnischen Anlagen (beim deutschen Umweltbundesamt)
ZEW	Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH

Einheiten und Umrechnungen

Begriff	Erläuterung
bbf	Barrel
Bill.	Billionen (in Bezug auf EU)
Bq	Becquerel
cubic feet	Kubikfuß = 0,028317 m ³ (1,023 BTU pro cf), mcf = thousand standard cubic feet; tcf = trillion standard cubic feet (Billion)
tcm	trillion cubic metres (Billion Kubikmeter) 1 bcm = 35,315 bfm
J	1 J = 0,2388 cal = 1 Ws
1 t LNG	1.380 m ³ Erdgas = 1,06 toe = 1,52 t SKE = 44,4 x 10 ⁹ J
m ³	Kubikmeter
miles	0,6214 km
MBTU	Million British Thermal Units, entspricht ca. 28.000 m ³ Erdgas
Mrd.	Milliarden
mSv	Millisievert
Nm ³	Normkubikmeter, Gasmenge in 1 m ³ bei 0° C und 1013 mbar [auch m ³ (Vn) abgekürzt]
1000 Nm ³	35.315 cf = 0,9082 toe = 1,297 t SKE = 0,735 t LNG = 38 x 10 ⁹ J
PJ	1 PJ = 1015 J = 278 x 10 ⁶ kWh = 34,1 x 10 ³ t SKE
MJ	1 MJ = 0,28 kWh; 1 kWh = 3,6 MJ
USD	U.S. Dollar

Literaturverzeichnis

- [1] Andruleit, H. et al. (2012a): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichtem Tongestein, Bundesanstalt für Hannover
- [2] Andruleit, H. et al. (2012b): DERA Rohstoffinformationen. Energiestudie 2012. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) für die Deutsche Rohstoffagentur (DERA), Hannover
- [3] BMWFJ (2013): Energiestatus Österreich 2013 (Entwicklung bis 2011), Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, Sektion IV - Energie und Bergbau, Wien
- [4] Christian, R. et al. (2011): Zukunftsfähige Energieversorgung für Österreich, BMVIT, Wien
- [5] EPA (2012): Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. Progress Report, United States Environmental Protection Agency. Office of Research and Development, Washington (<http://www2.epa.gov/hfstudy/publications> sowie <http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/hf-report20121214.pdf> 24.06.2013)
- [6] Ewen, C. et al. (2012): Risikostudie Fracking – Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Übersichtsfassung), Informations- & Dialogprozess der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung, Darmstadt
- [7] Fritsche, U. et al. (2012): Endbericht zum Gutachten. Energie- und Klimabilanz von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten im Vergleich zu anderen Energiequellen für Team Ewen im Rahmen des Info Dialog Fracking, Exxon, Darmstadt
- [8] Hughes, D. (2013): Drill Baby Drill, Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?, Post Carbon Institute, Santa Rosa, California

- [9] IEA (2012): World Energy Outlook Special Report. Golden Rules for a Golden Age of Gas, Paris
- [10] Lechtenböhmer, S. et al. (2011): Auswirkungen der Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit, Europäisches Parlament, Generaldirektion interne Politikbereiche, Fachabteilung A: Wirtschafts- und Wissenschaftspolitik, Brüssel
- [11] Marcellus Shale Education & Training Center (2011): Pennsylvania Marcellus Shale Workforce Needs Assessment, Pennsylvania College of Technology, Williamsport
- [12] Mackay, D. et al. (2013): Potential Greenhouse Gas Emissions Associated with Shale Gas Extraction and Use, Department of Energy & Climate Change, London
- [13] Meiners, G. et al. (2012): Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW. „Gutachten mit Risikostudie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen (NRW) und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung“, Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf
- [14] Perks, J. et al. (2012): Climate impact of potential shale gas production in the EU. Final Report, European Commission DG CLIMA, Brussels
- [15] Regeneris Consulting Ltd (2011): Economic Impact of Shale Gas Exploration & Production in Lancashire and the UK, A Final Report by Regeneris Consulting, Altrincham, Cheshire
- [16] Rogers, D. (2013): Shale and Wall Street: Was the Decline in Natural Gas Prices Orchestrated?, Energy Policy Forum
- [17] Sachverständigenrat für Umweltfragen (2013): Fracking zur Schiefergasgewinnung. Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung. Stellungnahmen, Berlin

- [18] Schlomann, B. et al. (2011): Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen von industriellen Branchentechnologien durch Prozessoptimierung und Einführung neuer Verfahrenstechniken, Karlsruhe/Berlin
- [19] Thonhauser, G. et al. (2012): JRC SCIENTIFIC AND POLICY REPORTS. Unconventional Gas: Potential Energy Market Impact in the European Union, European Commission, Joint Research Centre, Brussels
- [20] Umweltbundesamt (2011): Stellungnahme. Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland - Stand Dezember 2011, Dessau
- [21] Umweltbundesamt (2012): Gutachten. Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen, Dessau
- [22] Wirth, H. (2013): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg (Fassung vom 09.06.2013)
- [23] Zittel, W. et al. (2013): Fossile und Nukleare Brennstoffe – die künftige Versorgungssituation, Energy Watch Group / Ludwig-Boelkow-Stiftung / Reiner-Lemoine-Stiftung, Ottobrunn
- [24] IEA (2013): Resources to Reserves 2013. Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future, Paris 2013
- [25] OPEC (2013): World Oil Outlook 2013, Vienna
- [26] IEA (2013): World Energy Outlook 2013, Paris
- [27] Commonwealth of Pennsylvania, LLC (2013): Energy in Pennsylvania: Past, Present, and Future, Department of Environmental Protection, Harrisburg

Quellen aus dem Internet:

- [I 1] <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/German.pdf> (02.05.2013)

- [I 2] <http://researchmatters.noaa.gov/news/Pages/CarbonDioxideatMaunaLoareches400ppm.aspx> (15.05.2013)
http://www.esrl.noaa.gov/gmd/webdata/ccgg/trends/co2_data_mlo.png (15.05.2013)

- [I 3] <http://www.guardian.co.uk/environment/2013/may/23/renewableenergy-committee-climate-change> (24.05.2013)

- [I 4] <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/#naturalgas> (07.05.2013)

- [I 5] <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/perspectives.cfm> (15.05.2013)

- [I 6] <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/perspectives.cfm> (15.05.2013)

- [I 7] <http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Seiten/Erdgas.aspx> (02.05.2013)

- [I 8] http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424628.de/13-29.pdf (19.07.2013)

- [I 9] <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/German.pdf> (02.05.2013)

- [I 10] <http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/oilandgas/9806638/Shale-gas-is-not-a-game-changerfor-the-UK-says-BP.html#> (29.05.2013)

- [I 11] <https://docs.google.com/uc?export==0B9AZj5ZYb55NWW83enViaGNPS2M> (02.05.2013)

- [I 12] http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shale_gas.jpg (03.05.2013)

- [I 13] <http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/?src=email> (24.05.2013)

- [I 14] http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/about_shale_gas.cfm (03.05.2013)

- [I 15] http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/about_shale_gas.cfm (03.05.2013)
- [I 16] <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AEO2013&subject=0-AEO2013&table=76-AEO2013®ion=0-0&cases=ref2013-d102312a> (6.05.2013)
- [I 17] http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_enr_shalegas_dcu_NUS_a.htm (06.05.2013)
- [I 18] <http://kurier.at/wirtschaft/unternehmen/omv-keine-schiefergasbohrung-in-oesterreich/811.809> (06.05.2013)
<http://kurier.at/chronik/niederoesterreich/die-omv-legtschiefergas-projekt-auf-eis/769.920> (06.05.2013)
<http://kurier.at/chronik/niederoesterreich/weinviertel/schiefergas-omv-will-buerger-ueberzeugen/755.788> (06.05.2013)
- [I 19] <http://derstandard.at/1371169758845/Chat-mit-OMV-Chef-Gerhard-Roiss> (24.06.2013)
- [I 20] <http://blogs.terrapinn.com/shale-world/2013/06/13/top-16-european-permit-holders-shale-gas/> (24.06.2013)
- [I 21] <http://www.carbonbrief.org/blog/2013/06/can-shale-gas-replace-10-years-of-imports> (10.05.2013)
- [I 22] <http://www.guardian.co.uk/environment/earthinsight/2013/jun/21/shale-gas-peak-oil-economic-crisis> (24.06.2013)
- [I 23] http://www.slate.com/articles/health_and_science/future_tense/2011/12/is_there_really_100_years_worth_of_natural_gas_beneath_the_united_states_.html#return (07.05.2013)
- [I 24] <http://thetyee.ca/News/2013/02/23/David-Hughes-Fracking-Report/> (07.05.2013)
<http://www.postcarbon.org/drill-baby-drill/> (07.05.2013)
<http://shalebubble.org/> (07.05.2013)

- [I 25] <http://energypolicyforum.org/portfolio/was-the-decline-in-naturalgas-prices-orchestrated/> (07.05.2013)
https://www.youtube.com/watch?feature=player_embedded&v=5SzO1UJuduw
(07.05.2013)
<http://energypolicyforum.org/2013/03/17/questions-arise-with-utshale-report/>
(10.05.2013)
- [I 26] http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/EWG-update3012update3012_kurz-dt_22_03_2013.pdf (07.05.2013)
- [I 27] <http://de.slideshare.net/gdecock/zittel-shalegaseuropeanperspective14may20132>
(29.05.2013)
http://www.poyry.co.uk/sites/www.poyry.uk/files/The_Impact_of_UUnconventiona_Gas_on_Europe.pdf (29.05.2013)
<http://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/shale-gas/Pages/shale-gas-development-inevitable.aspx>
<http://shalebubble.org/drill-baby-drill/> (29.05.2013)
<http://www.businessweek.com/news/2012-01-12/shell-ceo-saysthe-potential-for-shale-gas-ineurope-is-limited.html> (29.05.2013)
- [I 28] <http://www.utexas.edu/news/files/Production-2030.jpg> (17.05.2013)
<http://www.utexas.edu/news/2013/02/28/new-rigorousassessment-of-shale-gas-reserves-forecasts-reliable-supply-frombarnett-shale-through-2030/> (17.05.2013)
- [I 29] <http://www.bseec.org/content/study-predicts-barnett-shale-willproduce-years-come>
(17.05.2013)
- [I 30] <http://www.rrc.state.tx.us/barnettshale/index.php> (17.05.2013)
- [I 31] <http://www.echemportal.org/echemportal/propertysearch/page.action?pageID=0>
(17.05.2013)
- [I 32] <http://echa.europa.eu/information-on-chemicals> (17.05.2013)
- [I 33] http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/publications/brochures/Shale_Gas_March_2011.pdf (24.06.2013)

- [I 34] <http://fracfocus.org/water-protection/hydraulic-fracturing-usage> (28.06.2013)
- [I 35] <http://ecowatch.com/2013/mi-frack-job-national-record/> (28.06.2013)
- [I 36] <http://ecowatch.com/2013/mi-frack-job-national-record/> (29.05.2013)
- [I 37] http://www.weser-kurier.de/region/zeitungen_artikel,-Bergamt-will-Fracking-ueberpruefen-_arid,603100.html (28.06.2013)
- [I 38] <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=are-frackingwastewater-wells-poisoning-ground-beneath-our-feeth> (25.06.2013)
- [I 39] www.slideshare.net/gdecock/zittel-shalegaseuropeanperspective14may20132
(25.06.2013)
<http://de.slideshare.net/gdecock/hughes-brussels-may-14-2013-1> (25.06.2013)
- [I 40] <https://maps.google.de/maps?q=Timpson,+Texas,+USA&hl=de&ll=31.82769,-94.435387&spn=0.196314,0.363579&sll=51.151786,10.415039&sspn=9.114049,21.115723&oq=timpson,+tex&t=h&hnear=Timpson,+Shelby,+Texas,+USA&z=12>
(04.09.2013)
- [I 41] http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/publications/brochures/Shale_Gas_March_2011.pdf (24.06.2013)
- [I 42] www.slideshare.net/gdecock/zittel-shalegaseuropeanperspective14may20132
(25.06.2013)
- [I 43] <http://grist.org/article/the-fracking-rig-next-door-photos/> (30.08.2013)
- [I 44] <http://www.shalegas.energy.gov/> (03.05.2013)
- [I 45] <http://www2.epa.gov/hfstudy> (03.05.2013)
<http://ecowatch.com/2013/epa-pushes-back-fracking-impact-study-2016/> (25.06.2013)
- [I 46] <http://www2.epa.gov/hydraulicfracturing> (03.05.2013)
- [I 47] <http://www.epa.gov/airquality/oilandgas/actions.html> (17.05.2013)

- [I 48] <http://pennsylvaniaallianceforcleanwaterandair.wordpress.com/the-list/> (25.06.2013)
- [I 49] <http://www.businessinsider.com/hofmeister-everybody-knowssome-fracking-wells-gobad-2013-7> (28.07.2013)
- [I 50] http://www.npca.org/assets/pdf/Fracking_Report.pdf (18.09.2013)
http://www.npca.org/assets/pdf/Delaware_Water_Gap_fracking.pdf (18.09.2013)
- [I 51] http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=3677&from=rss_home (18.09.2013)
<http://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/us-geologiebehoerdefracking-soll-seltene-fischen-getoetet-haben-a-919360.html#spRedirectedFrom=www&referrrer=>
<http://t.co/vdaiaMYtPd> (18.09.2013)
- [I 52] http://switchboard.nrdc.org/blogs/amall/incidents_where_hydraulic_frac.html
(18.09.2013)
- [I 53] <http://www.ernstversusencana.ca/links-resources> 18.09.2013
<http://www.ernstversusencana.ca/links-resourcesyosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/20ed1dfa1751192c8525735900400c30/ef35bd26a80d6ce3852579600065c94e!OpenDocument> (18.09.2013)
- [I 54] <http://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2013/03/21/drillingcompanies-agree-to-settle-fracking-contamination-case-for-750000/> (18.09.2013)
- [I 55] <http://ecowatch.com/2013/corporate-profit-trumps-publichealth-in-colorado-fracking-vote/> (18.09.2013)
- [I 56] http://www1.rollingstone.com/extras/theskyispink_annotdocgasl4final.pdf
(18.09.2013)
- [I 57] <http://www.gegen-gasbohren.de/vorfaelle-risiken-unddiskurs/kontaminiertes-grund-undoder-trinkwasser/> (18.09.2013)
- [I 58] <http://www.gegengasbohren.de/category/pressemitteilungen/page/6/> (18.09.2013)
- [I 59] http://www.archerwell.com/documents/archer_space_brochure_screen.pdf
(18.09.2013)

- [I 60] http://mines.industry.qld.gov.au/assets/petroleumpdf/tara_leaking_well_investigation_report.pdf (18.09.2013)
- [I 61] http://sites.nationalacademies.org/DBASSE/DBASSE_083187#.UcLRa_Z4YjH (18.09.2013)
http://sites.nationalacademies.org/xpedio/groups/dbassesite/documents/webpage/dbasse_083235.pdf,
blogs.plos.org/publichealth/2013/06/18/what-is-the-healthimpact-of-fracking/#.UcFPyRFdwCU.twitter (18.09.2013)
- [I 62] <http://www.earthworksaction.org/files/publications/Health-Report-Full-FINAL-sm.pdf> (18.09.2013)
- [I 63] <https://sites.google.com/site/frackingireland/symptomatologyof-a-gas-field> (18.09.2013)
www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/22444058 (18.09.2013)
https://sites.google.com/site/shalegasbulletinireland/_/rsrc/1367459424092/all-previous-issues/issue-no-7---may-1-2013/Profile%20Of%20Health%20Impacts%20From%20Fracking%20Fluids%20160.jpg (18.09.2013)
- [I 64] <http://ecowatch.com/2013/report-fracking-health-risks-pregnantwomen-children/> (18.09.2013)
http://www.ceh.org/storage/documents/Fracking/fracking_final-low-1.pdf (18.09.2013)
- [I 65] <http://www.desmogblog.com/2013/07/17/another-pennsylvaniawastewater-treatment-plant-accused-illegally-disposing-frackingradioactive-waste> (19.07.2013)
- [I 66] <http://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/15459624.2013.788352#.UhXMoz9sau5> (18.09.2013)
<http://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1080/15459624.2013.788352> (18.09.2013)
<http://www.bna.com/workers-silica-exposure-n17179875594/> (18.09.2013)
- [I 67] http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=564&artiche_id=116788 (19.07.2013)

- [I 68] http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=564&_psmand=4
(19.07.2013)
- [I 69] <http://ecowatch.com/2013/test-watercontamination-fracking/> (25.06.2013)
- [I 70] <http://www.usnews.com/news/articles/2013/05/17/fracking-mightbe-worse-for-the-environment-than-we-think> (01.07.2013)
<http://www.sciencemag.org/content/340/6134/1235009> (01.07.2013)
<http://karooshalegas.org/Images/Uploads/PDF/Vidic%20et%20al%202013%20Science%20%20Impact%20of%20Shale%20Gas%20Development%20on%20Regional%20Water%20Quality.pdf> (01.07.2013)
- [I 71] <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/methan-imgrundwasser-gase-durch-fracking-im-trinkwasser-a-907694.html>,
<http://ecowatch.com/2013/duke-study-gas-water-wells-marcellusfracking/>
(25.06.2013)
http://www.eenews.net/assets/2013/06/25/document_ew_01.pdf (25.06.2013)
- [I 72] <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=high-levels-ofarsenic-found-in-ground-water-near-fracking-sites> (26.07.2013)
<http://www.uta.edu/news/releases/2013/07/Schug-water-wellcontaminants-study.php>
(26.07.2013)
<http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es4011724> (26.07.2013)
- [I 73] <http://www.kreiszeitung.de/lokales/rotenburg/scheessel/tankwagen-verliert-giftige-ladung-2943169.html> (27.06.2013)
- [I 74] http://www.shalereporter.com/industry/article_006ef52a-dd5a-11e2-abf7-001a4bcf6878.html (27.06.2013)
- [I 75] <http://www.endocrinedisruption.com/chemicals.multistate.php> (22.07.2013)
<http://www.endocrinedisruption.com/files/GasManuscriptPreprintforweb12-5-11.pdf>
(22.07.2013)
- [I 76] <http://www.endocrinedisruption.com/files/MultistateSpreadsheet3-29-11States.xls>
(21.08.2013)

- [I 77] <http://www.naturalcsg.com.au/coal-seam-gas/the-myths> (28.06.2013)
- [I 78] http://www.nohotair.co.uk/index.php?option=com_content&view=article&id=2446:myths-andfacts&catid=184:uncategorised&Itemid=232 (28.06.2013)
- [I 79] <http://ecowatch.com/2013/public-outrage-against-frackingcolorado/> (28.06.2013)
- [I 80] <http://www.sciencemag.org/content/341/6142/1225942> (12.07.2012)
<http://www.reuters.com/article/2013/07/11/us-science-frackingearthquakes-idUSBRE96A0TZ20130711> (02.09.2013)
<http://www.nature.com/news/energy-production-causes-big-usearthquakes-1.13372#/b1> (02.09.2013)
- [I 81] <http://ecowatch.com/2012/earthquakes-fracking-wells/> (28.06.2013)
<http://www.gegen-gasbohren.de/?s=Oklahoma&searchsubmit=> (28.06.2013)
- [I 82] <http://www.sciencemag.org/content/341/6142/1225942> (12.07.2013)
- [I 83] <http://www.sciencemag.org/content/341/6142/164.abstract> sowie
<http://www.nature.com/news/energy-production-causes-big-usearthquakes-1.13372#/b1> (02.09.2013)
- [I 84] <http://news.sky.com/story/1076096/fracking-earthquake-fearsdismissed-by-study> (12.07.2013)
- [I 85] <http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/publications/EPact/08122-35-final-report.pdf> (25.05.2013)
- [I 86] http://sites.nationalacademies.org/xpedio/groups/dbassesite/documents/webpage/dbasse_083399.pdf (28.06.2013)
http://sites.nationalacademies.org/DBASSE/DBASSE_083187#.UcLRa_Z4YjH (28.06.2013)
- [I 87] http://www.greens-efa.eu/fileadmin/dam/Documents/Events/2013-09-05_Unfracked/Green_EU_Petron20130905.pptx (16.09.2013)
- [I 88] <http://gdacc.org/2012/01/10/radon-in-natural-gas-from-marcellusshale-by-marvinresnikoff-radioactive-waste-managementassociates/> (28.06.2013)

- [I 89] <http://www.epa.gov/radon/pubs/citguide.html> (28.06.2013)
- [I 90] <http://ecowatch.com/2013/lung-cancer-risks-from-fracked-naturalgas/> (27.06.2013)
- [I 91] <http://ecowatch.com/2013/concerns-over-radioactive-frackingwaste-mount/>
(27.06.2013)
- [I 92] <http://ecowatch.com/2013/county-bans-radioactive-fracking-waste/> (27.06.2013)
- [I 93] <http://ecowatch.com/2013/ohio-remains-nations-radioactivefracking-waste-sacrifice-zone/> (27.06.2013)
- [I 94] <http://ecowatch.com/2013/new-jersey-residents-demand-frackingwaste-ban/>
(27.06.2013)
- [I 95] <http://www.dairyreporter.com/Manufacturers/Fonterra-vows-tostop-sourcing-milk-from-land-affected-by-oil-and-fracking-waste> (01.07.2013)
- [I 96] <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P7-TA-2012-0444+0+DOC+XML+V0//DE&language=DE> (20.06.2013)
- [I 97] <http://www.chimeraenergyusa.com/investors.html> (20.06.2013)
- [I 98] <http://stateimpact.npr.org/texas/2013/03/27/waterless-frackingmakes-headway-in-texas-slowly/> (20.06.2013)
- [I 99] <https://sites.google.com/site/frackingireland/open-letter-to-themembers-of-the-31st-dail-eireann-hydraulic-shale-gas-fracturing---tamborans-claims---chemicals-involved-in-the-fracking-procedure> (22.07.2013)
- [I 100] <https://sites.google.com/site/frackingireland/open-letter-to-themembers-of-the-31st-dail-eireann-hydraulic-shale-gas-fracturing---tamborans-claims---chemicals-involved-in-the-frackingprocedure/Moorman%20Interview%20-%20IT%206-2011.pdf?attredirects=0> (22.07.2013)
- [I 101] <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/showtext.cfm?t=ptb0802a> (14.05.2013)

- [I 102] <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/index.cfm#electricity> (14.05.2013)
<http://www.eia.gov/electricity/annual/> (14.05.2013)
- [I 103] http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7350#tabs_co2emissions-1
(15.05.2013)
- [I 105] <http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/usinventoryreport.html> (15.05.2013)
- [I 106] <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11391> (23.05.2013)
- [I 107] <http://www.eia.gov/forecasts/steo/?src=email> (12.07.2013)
<http://www.eia.gov/forecasts/steo/data.cfm?type=figures>
- [I 108] <http://co2scorecard.org/home/researchitem/27> (29.05.2013)
<http://climatecrocks.com/2013/05/28/us-co2-output-drops-is-itreally-due-to-natural-gas/> (29.05.2013)
- [I 109] http://www.iinas.org/tl_files/iinas/downloads/IINAS_2013_GEMIS_4.8-Ergebnisdaten-Energie.xls (04.09.2013)
- [I 110] http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=heizwerte_2000_bis_2011.pdf (05.09.2013)
- [I 111] <http://ecowatch.com/2013/fugitive-methane-emissions-climateimplications-oshale-gas-exports/> (15.05.2013)
- [I 112] <http://www.nature.com/news/methane-leaks-erode-greencredentials-of-natural-gas-1.12123> (29.05.2013)
- [I 113] http://cires.colorado.edu/news/press/2013/methaneleaks.html?utm_source=Press+Release+Contacts&utm_campaign=d1b6a2916b-PR%3A+Methane+Leaks&utm_medium=email&utm_term=0_2daf272c66-d1b6a2916b-23608889 (05.08.2013)
sowie <http://www.sltrib.com/sltrib/news/56692751-78/basin-carbonemissions-gas.html.csp> sowie
<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/grl.50811/abstract> (05.08.2013)
- [I 114] <http://www.pnas.org/content/early/2013/09/10/1304880110.full.pdf> (19.09.2013)

- [I 115] <http://www.pnas.org/content/early/2013/09/10/1304880110.Abstract> (19.09.2013)
- [I 116] <http://desmogblog.com/sites/beta.desmogblog.com/files/Howarth%20press%20release%20on%20Allen%20et%20al.%20PNAS.pdf> (19.09.2013)
- [I 117] <https://www.gov.uk/government/news/davey-uk-shale-gasdevelopment-will-not-be-at-expense-of-climate-change-targets> (11.09.2013)
https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/237330/MacKay_Stone_shale_study_report_09092013.pdf (11.09.2013)
- [I 118] <http://ecowatch.com/2013/fugitive-methane-emissions-climateimplications-oshale-gas-exports/> (24.05.2013)
<http://www.netl.doe.gov/energyanalyses/refshelf/PubDetails.aspx?Action=View&PubId=435> (24.05.2013)
- [I 119] <http://www.epa.gov/airquality/oilandgas/pdfs/20120417summarywellsites.pdf> (17.05.2013)
- [I 120] <http://ecowatch.com/2013/fracking-gas-flaring-visible-from-space/> (17.05.2013)
- [I 121] <http://ecowatch.com/2013/fracking-gas-flaring-visible-from-space/> (17.05.2013)
- [I 122] <http://ecowatch.com/2013/fracking-flares-double-in-north-dakota/> (02.08.2013)
- [I 123] <http://www.ceres.org/resources/reports/flaring-up-north-dakotanatural-gas-flaring-more-than-doubles-in-two-years> (02.08.2013)
- [I 124] <http://wwwu.uni-klu.ac.at/nwohlgem/makrooekonomik/topics/Flares%20take%20shine%20off%20shale%20boom%20-%20FT.com.com.pdf> (16.05.2013)
- [I 125] http://www.bea.gov/newsreleases/industry/gdpindustry/2013/txt/gdpind12_adv.txt (16.05.2013)
<http://www.businessinsider.com/the-shale-boom-economy-isoverrated-2013-5?op=1#ixzz2TSqBg6fD> (16.05.2013)

- [I 126] <http://www.washingtonpost.com/blogs/wonkblog/wp/2013/04/23/the-oil-and-gas-boom-has-had-a-surprisingly-small-impact-on-the-u-s-economy/18/> (23.05.2013)
- [I 127] <http://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/a-880391-5.html> (28.06.2013)
- [I 128] <http://www.njgonline.nl/publish/articles/000433/article.pdf> (23.05.2013)
<http://www.safehaven.com/article/29293/big-oil-why-in-northamerican-shale-plays>
(23.05.2013)
<http://www.desmogblog.com/fracking-the-future/takeover.html> (23.05.2013)
- [I 129] <http://energypolicyforum.org/2013/06/02/will-the-eagle-ford-shalebankrupt-local-communities/> (10.06.2013)
http://www.rrc.state.tx.us/commissioners/porter/reports/Eagle_Ford_Task_Force_Report-0313.pdf (10.06.2013)
- [I 130] <http://energypolicyforum.org/2013/06/03/will-the-eagle-ford-shalebankrupt-local-communities-part-2/> (10.06.2013)
- [I 131] <http://www.blm.gov/es/st/en/prog/minerals/bonds.html> (22.07.2013)
- [I 132] http://www.environmentamericacenter.org/sites/environment/files/reports/Who%20Pays%20the%20Cost%20of%20Fracking_vUS%20print%20text.pdf
(22.07.2013)
<http://ecowatch.com/2013/who-pays-fracking/> (22.07.2013)
- [I 133] http://www.npca.org/assets/pdf/Fracking_Report.pdf (09.09.2013)
http://www.npca.org/assets/pdf/Delaware_Water_Gap_fracking.pdp (09.09.2013)
- [I 134] <http://www.naturalgaswatch.org/?p=691> (09.09.2013)
http://www.stcplanning.org/usr/Program_Areas/Energy/Naturalgas_Resources/STC_RumbachMarcellusTourismFinal.pdf (09.09.2013)
- [I 135] <http://www.bucknell.edu/scriptdisabled/environmentalcenter/marcellus/default.aspx?articleid=SCMZ96ZWOKO9OE9OV2737F7U> (19.09.2013)

- [I 136] <http://www.foodandwaterwatch.org/reports/exposing-the-oil-andgas-industrys-false-jobs-promise/> (19.09.2013)
<http://www.foodandwaterwatch.org/reports/how-new-york-stateexaggerated-potential-job-creation/> (19.09.2013)
- [I 137] <http://www.environmentamerica.org/sites/environment/files/reports/The%20Costs%20of%20Fracking%20vUS.pdf> (19.09.2013)
- [I 138] http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_m.htm (21.05.2013)
- [I 139] http://www.eia.gov/forecasts/aeo/MT_naturalgas.cfm#natgas_prices (21.05.2013)
- [I 140] http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm (21.05.2013)
- [I 141] <http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9037181&contentId=7068643> (22.05.2013)
- [I 142] http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_m.htm (21.05.2013)
- [I 143] <http://www.washingtonpost.com/blogs/wonkblog/wp/2013/04/23/the-oil-and-gas-boom-has-had-a-surprisingly-small-impact-on-the-u-s-economy/18/> (23.05.2013)
- [I 144] http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_results/search_?mo=containsall&ms=erdgas&saa=&p_action=SUBMIT&l=d&co=equal&ci=,&po=equal&pi=, (22.05.2013)
- [I 145] <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/energiepreise-energiekosten.html> (22.05.2013)
- [I 146] <http://www.independent.co.uk/environment/green-living/cuadrilla-pr-man-admits-george-osbornes-shale-gas-revolution-wont-cut-energy-bills-8656246.html> (13.06.2013)
- [I 147] <http://www.poyry.com/sectors-services/management-consulting/poyry-point-view/shale-gas-influence-gb> (28.06.2013)
http://www.poyry.com/sites/default/files/imce/files/shale_gas_point_of_view_small.pdf (28.06.2013)

- [I 148] http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/10186007/Gas-prices-could-fall-by-a-quarter-with-shale-drilling-Government-advisers-say.html?utm_source=Daily+Carbon+Briefing&utm_campaign=538a720068-DAILY_BRIEFING&utm_medium=email&utm_term=0_876aab4fd7-538a720068-303422261 (18.07.2013)
- [I 149] <http://www.independent.co.uk/news/uk/politics/baseless-economics-lord-stern-on-david-camerons-claims-that-a-uk-fracking-boom-can-bring-down-price-of-gas-8796758.html> (04.09.2013)
- [I 150] http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_m.htm (21.05.2013)
- [I 151] http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_m.htm (21.05.2013)
- [I 152] <http://www.washingtonpost.com/blogs/wonkblog/wp/2013/04/23/the-oil-and-gas-boom-has-had-a-surprisingly-small-impact-on-the-u-s-economy/18/> (23.05.2013)
- [I 153] http://ec.europa.eu/commission_2010-2014/president/news/archives/2013/05/pdf/energy_de.pdf (24.05.2013)
- [I 154] http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product-results//search_results?mo=containsall&ms=erdgas&saa=&p_action=SUBMIT&l=d&co=equal&ci=,&po=equal&pi=, (22.05.2013)
- [I 155] <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/energiepreise-energiekosten.html> (22.05.2013)
- [I 156] http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_m.htm (22.05.2013)
- [I157] http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_a_EPG0_PCS_DMcf_m.htm (22.05.2013)
- [I 158] http://www.eia.gov/forecasts/aeo/MT_electric.cfm (21.05.2013)
- [I 159] <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=AEO2013&subject=0-AEO2013&table=17-AEO2013®ion=1-0&cases=ref2013-d102312a> (20.06.2013)

- [I 160] http://www.eia.gov/forecasts/aeo/MT_electric.cfm (21.05.2013)
- [I 161] <http://www.eia.gov/forecasts/capitalcost/> (21.05.2013)
- [I 162] http://www1.eere.energy.gov/wind/pdfs/2012_wind_technologies_market_report.pdf
(09.08.2013)
http://www.carboncommentary.com/2013/08/09/3196?utm_source=Daily+Carbon+Briefing&utm_campaign=c0998388f9-DAILY_BRIEFING&utm_medium=email&utm_term=0_876aab4fd7-c0998388f9-303422261 (09.08.2013)
- [I 163] http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_m.htm (22.05.2013)
- [I 164] http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_a_EPG0_PEU_DMcf_m.htm (22.05.2013)
- [I 165] http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_results/search_results?mo=containsall&ms=erdgas&saa=&p_action=SUBMIT&l=d&co=equal&ci=, &po=equal&pi=, (22.05.2013)
- [I 166] <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/energiepreise-energiekosten.html> (22.05.2013)
- [I 167] http://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_5_03
(28.06.2013)
- [I 168] http://www.mywesttexas.com/top_stories/article_8faac3bc-e120-11e2-b751-0019bb2963f4.html (01.07.2013)
- [I 169] http://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/fe_eia_ing.pdf (24.05.2013)
- [I 170] <http://www.swissecs.ch/en/live-blog> (23.09.2013)
http://nubes.simplex.tv/NubesPlayer/index.html?clD=73&aID=933&pID=31177&auto_start=true&themeColor=FF0033&embed=1
- [I 171] <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/zn/schwerpunkte/energiemarkt/Energiemarkt0213.pdf>
(22.05.2013)

- [I 172] <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/zn/schwerpunkte/energiemarkt/Energiemarkt0213.pdf>
(22.05.2013)
- [I 173] <http://www.sbc.slb.com/SBCInstitute/Publications/~-/media/Files/Point%20of%20View%20Docs/Can%20Unconventional%20Gas%20be%20a%20Game%20Changer%20in%20European%20Gas%20Markets.ashx> (23.05.2013)
- [I 174] http://www.chathamhouse.org/sites/default/files/public/Research/Energy,%20Environment%20and%20Development/bp0812_stevens.pdf (23.05.2013)
- [I 175] <http://phx.corporate-ir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9NDUxNzk4fENoaWxkSUQ9NDc2OTUwfFR5cGU9MQ==&t=1> (29.05.2013)
- [I 176] http://www.chk.com/Investors/Documents/Latest_IR_Presentation.pdf (29.05.2013)
- [I 176] <http://seekingalpha.com/article/100644-chesapeake-energy-corporation-q3-2008-business-update-call-transcript?part=single> (29.05.2013)
- [I 177] <http://www.rollingstone.com/politics/news/the-big-fracking-bubble-the-scam-behind-the-gas-boom-20120301?print=true> (29.05.2013)
- [I 178] http://www.chk.com/Investors/Documents/Latest_IR_Presentation.pdf (29.01.2013)
- [I 179] <http://phx.corporate-ir.net/External.File?t=1&item=VHlwZT0yfFBhcmVudEIEPTQ5NDI4MjB8Q2hpbGRJR D01MDYzMjU=> (29.05.2013)
- [I 180] <http://www.smartplanet.com/blog/take/trouble-in-fracking-paradise/1028>
<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/cf41cc36-fab2-11e2-87b9-00144feabdc0.html#axzz2cgyJIRIt> (01.08.2013)

- [I 181] <http://www.economist.com/news/finance-and-economics/21572815-natural-gas-prices-are-sure-riseeventually-bonanza-or-bane> (24.05.2013,)
<http://www.postcarbon.org/reports/DBD-report-FINAL.pdf> (24.05.2013)
<http://www.rollingstone.com/politics/news/the-big-fracking-bubble-the-scam-behind-the-gas-boom-20120301?print=true> (24.05.2013,)
<http://www.smartplanet.com/blog/take/2013-oil-and-gas-price-forecast-update/797>
(24.05.2013)
<http://shalebubble.org/wp-content/uploads/2013/02/SWS-report-FINAL.pdf>
(24.05.2013)
<http://kimmeridgeenergy.com/Kimmeridge2.pdf> (24.05.2013)
- [I 182] <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11191> (24.05.2013)
- [I 183] <http://www.volkskrant.nl/vk/nl/2664/Nieuws/article/detail/3426918/2013/04/17/Kamp-relatieveert-belang-schaliegas-voor-Nederland.dhtml> (29.05.2013)
<http://www.postcarbon.org/reports/DBD-report-FINAL.pdf> (29.05.2013)
<http://www.rollingstone.com/politics/news/the-big-fracking-bubble-the-scam-behind-the-gas-boom-20120301?print=true> (29.05.2013)
<http://shalebubble.org/wp-content/uploads/2013/02/SWS-report-FINAL.pdf>
(29.05.2013)
- [I 184] http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/EWG-update2013_long_18_03_2013.pdf (29.05.2013)
- [I 185] <http://uk.reuters.com/article/2013/05/27/iea-us-gas-idUKL3N0E81DV20130527>
(29.05.2013)
- [I 186] <http://www.ft.com/cms/s/0/281b118e-c870-11e2-acc6-00144feab7.dehtml>
(29.05.2013)
- [I 187] <http://www.reuters.com/article/2013/05/27/poland-energy-funding-idUSL5N0E81DL20130527> (29.05.2013)
- [I 188] <http://www.reuters.com/article/2013/03/20/us-britain-budget-shale-idUSBRE92J0UY20130320> (29.05.2013)
<http://www.reuters.com/article/2012/10/12/poland-tusk-shale-idUSW8E8KR02220121012> (29.05.2013)

- [I 189] http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/utilities/10189331/Water-firms-raise-fears-over-shale-gas-fracking.html?utm_source=Daily+Carbon+Briefing&utm_campaign=e3d36fdb0-DAILY_BRIEFING&utm_medium=email&utm_term=0_876aab4fd7-e3d36fdb0-303422261 (19.07.2013)
http://www.dailymail.co.uk/news/article-2369786/Tax-breaks-kickstart-fracking-revolution-Bid-make-Britain-world-leader-new-dash-gas.html?ito=feeds-newsxml&utm_source=Daily+Carbon+Briefing&utm_campaign=e3d36fdb0-DAILY_BRIEFING&utm_medium=email&utm_term=0_876aab4fd7-e3d36fdb0-303422261 (19.07.2013)
- [I 190] <http://liberalconspiracy.org/2013/08/12/banker-destroys-argument-for-shale-gas-in-a-short-letter/> (12.08.2013)
<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/f361a7f6-0054-11e3-9c40-00144feab7de.html> (12.08.2013)
- [I 192] http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/Aktuelle/Pressemitteilungen/2012_2016/2013_05_31_Fracking.html (03.06.2013)
- [I 193] <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energiepreise-energiekosten.html> (16.09.2013)
https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;jsessionid=1B806F0549581F316F40D399BC383C50.tomcat_GO_1_2?operation=statistikAbruf tabellen&levelindex=0&levelid=1369657088250&index=2 (16.09.2013)
- [I 194] http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database (27.05.2013)
- [I 195] https://www.kfw.de/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-Nr.-19-April-2013-Rohstoffe_Wettbewerb.pdf (27.05.2013)
- [I 196] <http://www.ftd.de/unternehmen/industrie/:trotz-energiewende-deutschland-lockt-stromhungrige-industrie-an/70086000.html> (21.06.2013)
- [I 197] http://www.eceee.org/why_energy_efficiency (24.05.2013)

- [I 198] http://www.eceee.org/news/news_2013/2013-06-19 (20.06.2013)
- [I 199] <http://www.cna.org/sites/default/files/research/ClimateEnergyNexusOnePager.pdf>
(28.06.2013)
<http://www.cna.org/research/2013/climate-energy-nexus-summary> (28.06.2013)
- [I 200] http://www.huffingtonpost.com/jeff-biggers/liability-bombshell-must_b_3346204.html,
(29.05.2013)
<http://de.scribd.com/doc/144163638/PA-Fracking-Victims-Letter-to-Illinois>
(29.05.2013)
<http://pennsylvaniaallianceforcleanwaterandair.wordpress.com/the-list/> (29.05.2013)
- [I 201] <http://shalebubble.org/wp-content/uploads/2013/02/SWS-report-FINAL.pdf>
(10.06.2013)
- [I 202] <http://energypolicyforum.org/2013/06/19/huge-capex-free-cash-flow-not-in-shales/>
(18.09.2013)
- [I 203] <http://energypolicyforum.org/category/economic-impacts/> (18.09.2013)
- [I 204] <http://www.bls.gov/webapps/legacy/cesbtab1.htm> (19.09.2013)
- [I 205] <http://www.businessinsider.com/the-shale-boom-economy-is-overrated-2013-5?op=1#ixzz2TSqBg6fD> (10.06.2013)
- [I 206] <http://www.dallasfed.org/news/speeches/fisher/2013/fs130410.cfm> (10.06.2013)
- [I 207] http://www.shalereporter.com/industry/article_be175c92-0baf-11e3-acd2-001a4bcf6878.html (09.09.2013)
- [I 208] <http://www.bls.gov/opub/btn/volume-2/employment-wages-bakken-shale-region.htm>
(16.05.2012)
- [I 209] <http://www.bseec.org/content/study-decade-drilling-has-expanded-barnett-shale-regional-economy-38-654-billion> (16.05.2013)

- [I 212] <http://ecowatch.com/2013/were-being-watched/> (25.06.2013)
http://www.theinvestigativefund.org/investigations/politicsandgovernment/1798/we%27re_being_watched?page=entire (25.06.2013)
<http://www.guardian.co.uk/environment/earth-insight/2013/jun/14/climate-change-energy-shocks-nsa-prism> (25.06.2013)
- [I 213] <http://ecowatch.com/2013/democratic-governors-received-3-5-million-in-dirty-energy-money-in-last-five-years/> (10.06.2013)
- [I 214] <http://public-accountability.org/2013/02/fracking-and-the-revolving-door-in-pennsylvania/> (21.06.2013)
<http://public-accountability.org/wp-content/uploads/Fracking-and-the-Revolving-Door-in-Pennsylvania.pdf> (21.06.2013)
- [I 215] <http://www.latimes.com/news/nationworld/nation/la-na-epa-dimock-20130728,0,4847442.story> (29.07.2013)
<http://ecowatch.com/2013/epa-censored-dimocks-fracking-water-study/> (29.07.2013)
<http://desmogblog.com/2013/08/05/censored-epa-pennsylvania-fracking-water-contamination-presentation-published-first-time> (05.08.2013)
<http://desmogblog.com/sites/beta.desmogblog.com/files/Dimock%20report.pdf> (05.08.2013)
<http://thecanadian.org/item/2193-encana-to-fund-government-study-of-water-contamination-from-fracking-oil-gas-epa-wyoming> (09.07.2013)
- [I 216] <http://scienceblogs.com/confessions/2013/05/20/the-canadian-war-on-science-a-long-unexaggerated-devastating-chronological-indictment> (10.06.2013)
- [I 217] http://oekonews.at/index.php?mdoc_id=1075998 (10.06.2013)
- [I 218] <http://ecowatch.com/2013/pro-fracking-report-funded-by-gas-industry/> (09.09.2013)
- [I 219] <http://www.businessweek.com/news/2013-06-06/drillers-silence-u-dot-s-dot-water-complaints-with-sealed-settlements#p1> (13.06.2013)
<http://mobile.nytimes.com/2011/08/04/us/04natgas.html> (20.06.2013)
<http://ecowatch.com/2013/fracking-gag-orders-buy-victims-silence/> (05.08.2013)

- [I 220] <http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/SicherheitImBergbau/Documents/SV%20Bohrlochbergbau%20neu.pdf> (10.06.2013)
- [I 221] http://oegew.at/index.php?option=com_content&view=article&id=51&Itemid=60 (10.06.2013)
- [I 222] <https://www.facebook.com/photo.php?fbid=476231969132393&set=a.211327688956157.55576.120155658073361&type=1&theater> (24.06.2013)
- [I 223] <http://www.industry.siemens.com/verticals/metals-industry/en/metals/ironmaking/finex/pages/home.aspx> (21.06.2013)
- [I 224] <http://www.industry.siemens.com/verticals/metals-industry/en/metals/Pages/home.aspx> (21.06.2013)
<http://www.industry.siemens.com/verticals/metals-industry/en/metals/environmental-care/Pages/home.aspx?opentbb=1> (21.06.2013)
- [I 225] <http://www.tceq.texas.gov/drinkingwater/trot/droughtw.html> (21.08.2013)
- [I 226] <http://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used> (27.06.2013)
- [I 227] <http://www.postcarbon.org/reports/DBD-report-FINAL.pdf> (29.05.2013)
- [I 228] <http://www.celitement.de/> (21.06.2013)
- [I 229] <http://calera.com> (21.06.2013)
- [I 230] <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2011/pdf/fullreport.pdf?zscb=3470144> (14.11.2013)
<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf> (14.11.2013)
- [I 231] <http://disclosingthefacts.org/> 13.11.2013

- [I 232] <http://www.endocrine.org/news-room/current-press-releases/fracking-chemicals-disrupt-hormone-function> (18.12.2013)
<http://endo.endojournals.org/content/early/recent> (18.12.2013)
<http://www.nationaljournal.com/energy/what-fracking-does-to-your-hormones-20131216> (18.12.2013)
http://www.eurekalert.org/pub_releases/2013-12/tes-fcd121113.php (18.12.2013)
- [I 233] <http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es402165b> (02.10.2013)
<http://biology.duke.edu/jackson/est2013.pdf> (02.10.2013)
<http://blogs.smithsonianmag.com/science/2013/10/radioactive-wastewater-from-fracking-is-found-in-a-pennsylvania-stream/> (02.10.2013)
- [I 234] <http://www.hr-online.de/website/suche/home/mediaplayer.jsp?mkey=49719917&type=v&xtmc=Fracking&xtr=1> (30.09.2013)
- [I 235] <http://www.germaninnovation.org/news-and-events/videos?speaker=d05c0b2d-824b-e211-ad73-000c29e5517f> 30.09.2013 (ab Minute 01:04:52 (ab 11:56))) (22.07.2013)
- [I 236] <http://thinkprogress.org/climate/2013/10/18/2800751/climate-benefit-sh/> (29.10.2013)
http://emf.stanford.edu/research/emf_26/ (29.10.2013)
- [I 237] <http://www.guardian.co.uk/environment/2013/jun/04/methane-leaks-negate-climate-benefitsgas> (10.06.2013)
<http://www.c2es.org/docUploads/leveraging-natural-gas-reduce-ghg-emissions.pdf> (10.06.2013)
- [I 238] <http://tools.cira.state.tx.us/users/0104/docs/News/Texas%20Dept%20of%20Transportation.pdf> (09.09.2013)
- [I 239] http://www.hi-tech-online.com/fileadmin/user_upload/data/ausgaben/0313/pdf/hitech0313-kl.pdf (04.11.2013)
<http://www.bcg.com/documents/file84471.pdf> (04.11.2013)

- [I 240] http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/10384186/Peter-Voser-cheap-shale-gas-is-a-myth.html?utm_source=Daily+Carbon+Briefing&utm_campaign=e11fa4ec61-DAILY_BRIEFING&utm_medium=email&utm_term=0_876aab4fd7-e11fa4ec61-303422261 (21.10.2013)
- [I 241] <http://www.woodmacresearch.com/cgi-bin/wmprod/portal/corp/corpPressDetail.jsp?oid=10989661> (23.05.2013)
- [I 242] <http://www.woodmacresearch.com/cgi-bin/wmprod/portal/corp/corpPressDetail.jsp?oid=10989661> (23.09.2013)
- [I 243] http://www.theguardian.com/environment/2013/dec/11/taxpayers-fracking-pollution-companies?utm_source=Daily+Carbon+Briefing&utm_campaign=3e0da382fa-DAILY_BRIEFING&utm_medium=email&utm_term=0_876aab4fd7-3e0da382fa-303421205 18.12.2013
- [I 244] <http://www.whitehouse.gov/the-press-office/2012/03/29/remarks-president-oil-and-gas-subsidies> (13.08.2013)
<http://priceofoil.org/fossil-fuel-subsidies/> (13.08.2013)
- [I 245] http://geoweb.zamg.ac.at/live_seis/pages/info_auswert.html (28.10.2013)
- [I 246] <http://www.schattenblick.de/infopool/natur/chemie/chula278.html> (11.11.2013)
- [I 247] http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&ved=0CEEQFjAC&url=http%3A%2F%2Fwww.bfs.de%2Fde%2Fbfs%2Fpublikationen%2Fbroschueren%2Fionisierende_strahlung%2Ftschernobyl%2Fstth_lebensmittel.pdf&ei=pUTNUtXIJNSAyQPGtICoDw&usg=AFQjCNHmCQtFg7m4yQsXS9SeWyLpZ2j6IA&bvm=bv.58187178,d.bGQ (07.01.2014)

Sonstige Quellen:

Braedt, M. (2013): Vortrag „Europäischer Rechtsrahmen für das Herstellen/Importieren und Verwenden von Fracking-Chemikalien.“ Fracking-Workshop im Niedersächsischen Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz am 10.10.2013 in Hannover; Mitarbeiter des Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz, Ref. 37: Chemikaliensicherheit, Umwelttoxikologie, Gentechnik

Gheorghiu, A. (2013): schriftliche Mitteilung am 30.08.2013 per E-Mail, deutscher Aktivist gegen Fracking

Grundmeier, B. (2013): mündliche Mitteilung am 08.11.2013 per Telefon, Mitarbeiter des Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., Hannover

Janda, C. (2013): mündliche Mitteilung am 06.05.2013 per Telefon, Mitarbeiter der Geologischen Bundesanstalt, Wien

Johnson, E (2013): schriftliche Mitteilung am 20.08.2013 per E-Mail, Mitarbeiter (Technical Specialist) der Texas Commission on Environmental Quality, Water Supply Division

Kleiber, M. (2014): mündliche Mitteilung am 08.01.2014, Mitarbeiter des deutschen Umweltbundesamtes

Heidler, A. (2014): mündliche Mitteilung am 08.01.2014, Mitarbeiter des Lebensministeriums

Porcher, T. (2013): mündliche Mitteilung am 05.09.2013 bei der Veranstaltung „Unfracked: why shale gas should stay in the ground & Gasland Part II film screening (vgl. <http://www.greenmediabox.eu/archive/2013/09/05/unfracked/> ab 02:58:02 sowie <http://www.greens-efa.eu/de/unfracked-10219.html> 18.09.2013)

Potočník, J. (2013): mündliche Mitteilung im Haus der EU am 13.09.2013, EU-Umweltkommissar

Spaun, S. (2013): mündliche Mitteilung am 25.02.2013 per Telefon, Mitarbeiter der Vereinigung der österreichischen Zementindustrie (Technologie/Umwelt)

Weinviertel statt Gasviertel (2013): aus der Präsentation: „Schiefergas (shale gas) – update 03.10.2012 for EU meeting“